

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Tesis previa a la obtención del título de:
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
ACCIONES REMEDIALES PARA LAS CONTINGENCIAS CRÍTICAS DEL SNI
CONSIDERANDO EL PLAN DE EXPANSIÓN A 500 kV DEL SNT**

**AUTOR:
JOSÉ ALBERTO QUINTANA SÁNCHEZ**

**DIRECTOR:
VÍCTOR HUGO OREJUELA LUNA**

Quito, Febrero de 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA

Yo, José Alberto Quintana Sánchez autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 27 de Febrero del 2015

José Alberto Quintana Sánchez
CC: 1714116413

AUTOR

CERTIFICA

Haber dirigido y revisado cada uno de los capítulos del trabajo de monografía titulado “**ACCIONES REMEDIALES PARA LAS CONTINGENCIAS CRÍTICAS DEL SNI CONSIDERANDO EL PLAN DE EXPANSIÓN A 500 kV DEL SNT**” realizada por el Sr. José Alberto Quintana Sánchez, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 27 de Febrero del 2015

Ing. Víctor Hugo Orejuela Luna
DIRECTOR

DEDICATORIA.

José Alberto Quintana Sánchez

*Este proyecto es dedicado a mi familia,
especialmente a mi madre, quien con la bendición de Dios
y mucho esfuerzo ha logrado darme los estudios y valores
que me han convertido en una persona de bien,
brindándome en todo momento su apoyo incondicional,
siendo un ejemplo de lucha a seguir.*

*A mis hermanas, quienes han sido un apoyo
importante en mi vida.*

*A mis sobrinos, a quienes trataré de inculcarles
que el estudio es la llave para un mejor desarrollo personal.*

*Eva, Silvana, Gabriela, Camila y Ezequiel
les dedico este trabajo, que Dios les bendiga.*

AGRADECIMIENTO.

José Alberto Quintana Sánchez

Quiero agradecer de manera muy especial a todos los ingenieros del Centro de Operación de CELEC EP – TRANSELECTRIC, en especial al Ing. José Torres, por ser el mentor del tema de este proyecto y por haberme apoyado con sus conocimientos en la realización del mismo. De igual forma al Ing. José Mosquera, quien me brindó la oportunidad de realizar este trabajo en las instalaciones del COT. Asimismo quiero agradecer al Ing. Víctor H. Orejuela, quien supo guiarme en el desarrollo del presente proyecto. Igualmente quiero agradecer a los docentes de la Universidad Politécnica Salesiana, quienes compartieron sus conocimientos y vivencias profesionales.

INDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA.....	I
CERTIFICA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
INDICE GENERAL.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VIII
INDICE DE TABLAS.....	X
INDICE DE ANEXOS.....	XV
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	XVI
RESUMEN.....	XVII
ABSTRACT.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
I. ESTADOS DE OPERACIÓN, ESTABILIDAD Y ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	3
1.1 Estados de Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	3
1.1.1. Normal.....	3
1.1.2. Alerta.....	4
1.1.3. Emergencia.....	4
1.1.4. In Extremis.....	5
1.1.5. Restauración.....	5
1.2 Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	5
1.2.1. Estabilidad de ángulo de rotor.....	6
1.2.2. Estabilidad de frecuencia.....	9
1.2.3. Estabilidad de Voltaje.....	12
1.3 Esquemas Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	16
1.3.1. Características de los sistemas de protecciones.....	16
1.3.2. Elementos de un sistema de protección.....	18
1.3.3. Zonas de protección.....	27
1.3.4. Protecciones principales y de respaldo.....	28
1.3.5. Protecciones de líneas de transmisión.....	30
1.4 Esquemas de Protección Sistémica de los Sistemas Eléctricos de Potencia – EPS.....	33
1.4.1. Esquemas Especiales de Protección.....	33
1.4.2. Esquemas de Protección Sistémica de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	40
CAPÍTULO II.....	43
II. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	43

2.1	Estructura Actual	43
2.1.1.	Sistema Nacional de Transmisión.....	43
2.1.2.	Centrales de generación	46
2.1.3.	Distribuidoras.....	48
2.2	Descripción del SNI al año 2017	50
2.2.1.	Expansión de la Generación	50
2.2.2.	Expansión de la Transmisión	51
2.3	Condiciones Actuales de Operación	52
2.3.1.	Perfiles de Voltaje	52
2.3.2.	Cargabilidad de líneas y transformadores	56
2.3.3.	Protecciones Sistémicas	61
2.4	Condiciones Futuras de Operación.....	64
2.4.1.	Niveles de Voltaje.....	64
2.4.2.	Subestaciones	64
2.4.3.	Compensación reactiva.....	65
2.4.4.	Compensador de potencia reactiva estático (SVC)	66
CAPÍTULO III		67
III. DETERMINACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS CRÍTICAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....		67
3.1	Modelación de los elementos del Sistema Nacional Interconectado.....	67
3.1.1.	Líneas de transmisión	67
3.1.2.	Transformadores	69
3.1.3.	Generadores.....	72
3.1.4.	SVC	74
3.1.5.	Cargas	77
3.2	Identificación de Contingencias Críticas del Sistema Nacional Interconectado	77
3.2.1.	Condiciones de Alta Hidrología	78
3.2.2.	Condiciones de Baja Hidrología	79
3.2.3.	Contingencias del SNI.....	80
3.3	Caracterización de Contingencias que llevan al colapso al Sistema Nacional Interconectado	81
3.3.1.	Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22	81
3.3.2.	Contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	85
3.3.3.	Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	92
3.3.4.	Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	98
3.3.5.	Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	105
3.3.6.	Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22.....	109

3.3.7.	Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2.....	112
3.4	Resumen y análisis de resultados	117
CAPÍTULO IV		120
IV.	DETERMINACIÓN Y VALIDACIÓN DEL CONJUNTO DE ACCIONES SISTÉMICAS.....	120
4.1	Evaluación del conjunto de acciones remediales del SPS implementadas al año 2014 para mitigar las contingencias críticas identificadas en el SNI para el año 2017	120
4.1.1.	Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22	120
4.1.2.	Contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	121
4.1.3.	Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	122
4.1.4.	Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	123
4.1.5.	Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	124
4.1.6.	Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22.....	124
4.1.7.	Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2.....	125
4.1.8.	Resumen de resultados	126
4.2	Determinación del conjunto de acciones remediales del SNI para el año 2017.....	127
4.2.1.	Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC	128
4.2.2.	Contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	131
4.2.3.	Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	142
4.2.4.	Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	147
4.2.5.	Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	153
4.2.6.	Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22.....	158
4.2.7.	Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2.....	160
4.3	Validación del conjunto de acciones remediales para el año 2017	172
4.4	Presentación y análisis de resultados.....	173
4.4.1.	Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22	173
4.4.2.	Contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	174
4.4.3.	Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	176
4.4.4.	Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	177
4.4.5.	Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	177
4.4.6.	Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22.....	178
4.4.7.	Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2.....	179
V.	CONCLUSIONES.....	182
VI.	RECOMENDACIONES	186
VII.	REFERENCIAS.....	188
ANEXOS		190

INDICE DE FIGURAS

Figura I.1 Estados de Operación de los sistemas eléctricos de potencia.	3
Figura I.2 Clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia.	6
Figura I.3 Perturbación de frecuencia.	10
Figura I.4 Perturbación de frecuencia.	11
Figura I.5 Ejemplo de colapso de voltaje.	12
Figura I.6 Elementos de un sistema de protección.	18
Figura I.7 (a) Transformador de corriente con un bobinado secundario.	20
Figura I.8 Curva de excitación de transformadores de corriente.	21
Figura I.9 Esquema básico de transformador de voltaje capacitivo.	22
Figura I.10 Conexión de cargas en los transformadores de voltaje.	23
Figura I.11 Funcionamiento de un transductor óptico de corriente.	24
Figura I.12 Conexión de cargas en los transformadores de voltaje.	25
Figura I.13 Zonas de protección de los SEP's.	28
Figura I.14 Protección principal y de respaldo de la barra de la estación K.	29
Figura I.15 Zonas de protección del relé de distancia.	32
Figura I.16 Alcance de las zonas de protección del relé de distancia.	33
Figura I.17 Comportamiento de la frecuencia con y sin ERACMF ante una gran pérdida de generación.	38
Figura I.18 Formación de islas eléctricas al activarse el SPS del SNI.	41
Figura II.1 Potencia efectiva por tipo de central.	47
Figura II.2 Producción neta de energía por tipo de central.	48
Figura II.3 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 230 kV del S.N.T.	53
Figura II.4 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 230 kV del S.N.T.	53
Figura II.5 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 138 kV del S.N.T.	54
Figura II.6 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 138 kV del S.N.T.	54
Figura II.7 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 69 kV del S.N.T.	55
Figura II.8 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 69 kV del S.N.T.	55
Figura II.9 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 46 kV del S.N.T.	56
Figura II.10 Valores promedio de cargabilidad de las líneas de transmisión de 230 kV del S.N.T.	57
Figura II.11 Valores promedio de cargabilidad de las líneas de transmisión de 138 kV del S.N.T.	58
Figura II.12 Valores promedio de cargabilidad de las líneas de transmisión de 138 kV del S.N.T.	58
Figura II.13 Valores promedio de cargabilidad de los transformadores del S.N.T.	59
Figura II.14 Valores promedio de cargabilidad de los transformadores del S.N.T.	60
Figura III.1 Parámetros de ingreso en la ventana de "tipos de líneas".	68
Figura III.2 Parámetros de ingreso en la ventana de "tipos de líneas" (cont.).	68
Figura III.3 Parámetros de ingreso en la ventana de edición de líneas.	69
Figura III.4 Parámetros de ingreso en la ventana de "tipos de transformadores".	70
Figura III.5 Parámetros de ingreso en la ventana de "tipos de transformadores" (cont.).	70
Figura III.6 Parámetros de ingreso en la ventana de edición de transformadores.	71
Figura III.7 Parámetros de ingreso en la ventana de edición de transformadores (cont.).	71
Figura III.8 Parámetros de ingreso en la ventana de "tipos de generadores".	72
Figura III.9 Parámetros de ingreso en la ventana de edición de generadores.	73
Figura III.10 Composite Frame de una máquina sincrónica.	74
Figura III.11 Parámetros de ingreso en la ventana de edición de SVC.	74
Figura III.12 Parámetros de ingreso en la ventana de edición de SVC (cont.).	75
Figura III.13 Tecnología del SVC modelado para el sistema ecuatoriano.	76
Figura III.14 Composite Frame del SVC.	76
Figura III.15 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico_230 kV.	82

Figura III.16 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Inga – San Rafael_500 kV.	86
Figura III.17 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Jivino – Shushufindi_230 kV.	93
Figura III.18 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Jivino – San Rafael_230 kV.	99
Figura III.19 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Milagro – San Idelfonso_230 kV.....	105
Figura III.20 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T San Idelfonso – Machala_230 kV.....	110
Figura III.21 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T San Rafael – Coca Codo Sinclair_500 kV.	113
Figura IV.1 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima, media y mínima.	130
Figura IV.2 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	133
Figura IV.3 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima (cont.).	134
Figura IV.4 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media y mínima.....	136
Figura IV.5 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.....	138
Figura IV.6 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.	140
Figura IV.7 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.....	141
Figura IV.8 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima, media y mínima.....	144
Figura IV.9 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima, media y mínima.....	147
Figura IV.10 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima, media y mínima.	150
Figura IV.11 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima, media y mínima.	153
Figura IV.12 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.....	154
Figura IV.13 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.....	155
Figura IV.14 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.....	156
Figura IV.15 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima y media.	157
Figura IV.16 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.....	158
Figura IV.17 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima, media y mínima.	160

Figura IV.18 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	162
Figura IV.19 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima (cont.).	163
Figura IV.20 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media y mínima.	166
Figura IV.21 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media y mínima (cont.).	167
Figura IV.22 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima y media.	171
Figura IV.23 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima y media (cont.).	172

INDICE DE TABLAS

Tabla I.1 Clasificación de los relés según su función.	26
Tabla I.2 EAC – BF para el SNI período Abril 2010 - Septiembre 2010.	35
Tabla I.3 EAC – BF para el SNI período Abril 2014 - Septiembre 2014.	36
Tabla I.4 EEP aplicados en algunos países de la ENTSSO-E.	40
Tabla II.1 Longitud de las líneas de transmisión.	44
Tabla II.2 Compensación capacitiva del S.N.T.	46
Tabla II.3 Compensación inductiva del S.N.T.	46
Tabla II.4 Empresas de distribución del S.N.I.	49
Tabla II.5 Proyectos representativos del S.N.I.	51
Tabla II.6 Proyectos relacionados con el “Proyecto de Extra Alta Tensión a 500 kV y Obras Asociadas a 230 kV”.	52
Tabla II.7 Bandas de operación de voltajes de las barras del S.N.T.	52
Tabla II.8 Transformadores del S.N.T. con cargabilidad mayor al 80%.	60
Tabla II.9 Protecciones sistémicas del S.N.I. a diciembre de 2014.	63
Tabla II.10 Bandas de operación de los voltajes de las barras de 500 kV del S.N.T.	64
Tabla II.11 Subestaciones adicionales del S.N.T. al año 2017.	65
Tabla II.12 Compensación capacitiva adicional al año 2017.	65
Tabla II.13 Compensación inductiva adicional al año 2017.	66
Tabla III.1 Parámetros de ingreso en la ventana de “tipos de generadores”.	72
Tabla III.2 Contingencias del SNI para condiciones de Alta Hidrología.	79
Tabla III.3 Significado de las siglas de las contingencias.	79
Tabla III.4 Contingencias del SNI para condiciones de Baja Hidrología.	80
Tabla III.5 Significado de las siglas de las contingencias.	80
Tabla III.6 Contingencias del SNI para Alta y Baja Hidrología, consideradas para el presente desarrollo de tesis.	80
Tabla III.7 Barras en las que se presenta problemas de voltaje ante Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22.	83
Tabla III.8 Particularidades de la contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en demanda máxima.	84
Tabla III.9 Particularidades de la contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en demanda media.	84
Tabla III.10 Particularidades de la contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en demanda mínima.	85

Tabla III.11 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda máxima.....	87
Tabla III.12 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda media.....	88
Tabla III.13 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda mínima.....	89
Tabla III.14 Particularidades de la contingencia en L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 demanda máxima.....	90
Tabla III.15 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda media.....	91
Tabla III.16 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda mínima.....	92
Tabla III.17 Barras en las que se presenta problemas de voltaje ante Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2.....	93
Tabla III.18 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda máxima.....	94
Tabla III.19 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda media.....	95
Tabla III.20 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda mínima.....	96
Tabla III.21 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda máxima.....	97
Tabla III.22 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda media.....	97
Tabla III.23 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda mínima.....	98
Tabla III.24 Barras en las que se presenta problemas de voltaje ante Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	100
Tabla III.25 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda máxima.....	100
Tabla III.26 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda media.....	101
Tabla III.27 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda mínima.....	102
Tabla III.28 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda máxima.....	103
Tabla III.29 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda media.....	104
Tabla III.30 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda mínima.....	105
Tabla III.31 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda máxima.....	106
Tabla III.32 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda media.....	106
Tabla III.33 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda mínima.....	107
Tabla III.34 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda máxima.....	108
Tabla III.35 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda media.....	109
Tabla III.36 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda mínima.....	109
Tabla III.37 Particularidades de la contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en demanda máxima.....	111
Tabla III.38 Particularidades de la contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en demanda media.....	111

Tabla III.39 Particularidades de la contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en demanda mínima.....	112
Tabla III.40 Particularidades de la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2 en demanda máxima.....	114
Tabla III.41 Particularidades de la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2 en demanda media.....	115
Tabla III.42 Particularidades de la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2 en demanda mínima.....	115
Tabla III.43 Particularidades de la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2 en demanda máxima.....	116
Tabla III.44 Particularidades de la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2 en demanda media.....	117
Tabla III.45 Caracterización de Contingencias críticas del SNI.....	118
Tabla III.46 Resumen de Caracterización de Contingencias críticas del SNI.	119
Tabla IV.1 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22.	121
Tabla IV.2 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2.	122
Tabla IV.3 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2.....	123
Tabla IV.4 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2.	124
Tabla IV.5 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22.	124
Tabla IV.6 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22.....	125
Tabla IV.7 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2.....	126
Tabla IV.8 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencias analizadas.	127
Tabla IV.9 Acciones remediales para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	128
Tabla IV.10 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	128
Tabla IV.11 Acciones remediales para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.....	129
Tabla IV.12 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.	129
Tabla IV.13 Acciones remediales para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.....	129
Tabla IV.14 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.	130
Tabla IV.15 Acciones remediales en el SNT para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.....	131
Tabla IV.16 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.....	132
Tabla IV.17 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.....	132
Tabla IV.18 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.....	134
Tabla IV.19 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.	135
Tabla IV.20 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.....	135
Tabla IV.21 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.	135

Tabla IV.22 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.....	137
Tabla IV.23 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.....	137
Tabla IV.24 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.....	137
Tabla IV.25 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.....	139
Tabla IV.26 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.	139
Tabla IV.27 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.	139
Tabla IV.28 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.....	140
Tabla IV.29 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.	141
Tabla IV.30 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	142
Tabla IV.31 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	142
Tabla IV.32 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.....	143
Tabla IV.33 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.	143
Tabla IV.34 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.....	143
Tabla IV.35 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.	144
Tabla IV.36 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.....	145
Tabla IV.37 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.	145
Tabla IV.38 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.....	145
Tabla IV.39 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.	146
Tabla IV.40 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.....	146
Tabla IV.41 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.	146
Tabla IV.42 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	148
Tabla IV.43 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	148
Tabla IV.44 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.....	148
Tabla IV.45 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.	149
Tabla IV.46 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.....	149
Tabla IV.47 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.	149
Tabla IV.48 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.....	150
Tabla IV.49 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.	151

Tabla IV.50 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.....	151
Tabla IV.51 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.	151
Tabla IV.52 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.....	152
Tabla IV.53 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.	152
Tabla IV.54 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	153
Tabla IV.55 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.....	154
Tabla IV.56 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.....	155
Tabla IV.57 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.....	156
Tabla IV.58 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de baja hidrología – demanda media.....	157
Tabla IV.59 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.....	158
Tabla IV.60 Acciones remediales para contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	159
Tabla IV.61 Acciones remediales para contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.....	159
Tabla IV.62 Acciones remediales para contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.....	159
Tabla IV.63 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	161
Tabla IV.64 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	161
Tabla IV.65 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.	162
Tabla IV.66 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.....	164
Tabla IV.67 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.....	164
Tabla IV.68 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.....	165
Tabla IV.69 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.....	165
Tabla IV.70 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.....	168
Tabla IV.71 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.	168
Tabla IV.72 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.	168
Tabla IV.73 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.....	169
Tabla IV.74 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.....	169
Tabla IV.75 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.....	170
Tabla IV.76 Validación de las acciones remediales de las contingencias del año 2017.	173
Tabla IV.77 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología.	174

Tabla IV.78 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1- L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.....	174
Tabla IV.79 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1- L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media-demanda mínima. ...	175
Tabla IV.80 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1- L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología.	176
Tabla IV.81 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1- L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología.	176
Tabla IV.82 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1- L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología.	176
Tabla IV.83 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1- L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología.	177
Tabla IV.84 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1- L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología.	177
Tabla IV.85 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_MILA_SIDE_21- L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología.....	178
Tabla IV.86 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_MILA_SIDE_21- L_MILA_SIDE_22 en condiciones de baja hidrología.....	178
Tabla IV.87 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SIDE_MACH_21- L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología.	179
Tabla IV.88 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1- LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.....	179
Tabla IV.89 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1- LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media-demanda mínima.....	180
Tabla IV.90 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1- LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima-demanda media.....	180

INDICE DE ANEXOS

Anexo A1 – Mapa Geográfico del S.N.T.	190
Anexo A2 – Características básicas de las subestaciones del S.N.T.	191
Anexo A3 – Características básicas de las líneas de transmisión de 230 kV y 138 kV.	194
Anexo A4 – Diagrama Unifilar del SNI al año 2017.	198
Anexo A5 – Herramienta Contingency Analysis, determinación de contingencias críticas.	199
Anexo A6 – Gráficas de simulación dinámica de la caracterización de las contingencias críticas del SNI al año 2017.....	209
Anexo A7 – Acciones remediales del SPS para el año 2014.	216
Anexo A8 – Gráficas de simulación dinámica de la evaluación del conjunto de acciones remediales del SPS implementadas al año 2014 para mitigar las contingencias críticas del SNI al año 2017.....	218
Anexo A9 – Gráficas de simulación dinámica de la evaluación del conjunto de acciones remediales, determinadas para mitigar las contingencias críticas del SNI al año 2017.	225

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
EMELNORTE	Empresa Eléctrica del Norte
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
S.N.T.	Sistema Nacional de Transmisión
SPS	Sistemas de Protección Sistemica
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
EPS	Esquemas de Protección Sistemica
EEP	Esquemas Especiales de Protección
EAC-BF	Esquemas de Alivio de Carga por Baja Frecuencia
EAC-BV	Esquemas de Alivio de Carga por Bajo Voltaje
kV	kilo Voltios
MW	Mega Vatios
MVAR	Mega Volt-amperios reactivos
MVA	Mega Volt-amperios
Hz	Hertz

RESUMEN

José Alberto Quintana Sánchez
josealbertoquintanasanchez@gmail.com
Universidad Politécnica Salesiana

Resumen—En el presente trabajo de tesis se identifican y se analizan las contingencias críticas que podrían presentarse durante la operación del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), para las condiciones topológicas del año 2017, las cuales podrían llevar al colapso total o parcial al S.N.I.; y se establecen las acciones remediales que permiten superar esas contingencias críticas. El estudio se lo realiza para condiciones de demandas: máxima, media y mínima, tanto para alta como para baja hidrología. Para mitigar los efectos adversos que sucederían en el sistema; esto es, colapsos totales o parciales, se considera la desconexión controlada de un determinado porcentaje de carga, o de generación; e incluso, a la formación de islas eléctricas balanceadas en el S.N.I.

Todas las simulaciones realizadas en este trabajo, tanto las dinámicas como las de estado estable, son hechas con el software de análisis de sistemas de potencia *PowerFactory*. Las simulaciones dinámicas son empleadas en la caracterización de las contingencias críticas; y, además, en la obtención y validación de las acciones remediales; en tanto que las simulaciones en estado estable fueron utilizadas para la pre-identificación de las contingencias críticas.

Se incluyen conclusiones y recomendaciones.

Palabras Clave—Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), Sistemas de Protección Sistémica (SPS), Esquemas Especiales de Protección (EEP), estabilidad en los SEP, estabilidad de voltaje, estabilidad angular, estabilidad de frecuencia, pérdida de sincronismo, colapso de voltaje.

ABSTRACT

José Alberto Quintana Sánchez
jotaquthebest@hotmail.com
Universidad Politécnica Salesiana

Abstract—In this thesis the critical contingencies that could arise during the operation of the National Interconnected System (NIS) are identified and analyzed, for the topological conditions of the 2017 year; which could lead to the partial or total collapse to the NIS; and remedial actions that enable to overcome these critical contingencies are established. The study is carried out for maximum, medium and minimum demand, both for high and low hydrology. To mitigate the adverse effects that would happen in the system; this is, total or partial collapses; some controlled disconnection of a certain percentage of load or generation, are considered; including the formation of balanced electrical islands in the NIS.

All simulations in this work, both the dynamic and the steady state, are made with the PowerFactory software. The dynamic simulations are used in the characterization of critical contingencies; and, in addition, in the collection and validation of remedial actions; while steady state simulations were used for the pre-identification of critical contingencies.

Key Words—Electric power systems (EPS), Systemic Protection System (SPS), Special Protection Schemes (SPS), EPS stability, voltage stability, angular stability, frequency stability, loss of synchronism, voltage collapse.

INTRODUCCIÓN

La Ley del Régimen del Sector Eléctrico – LRSE, en su Art. 5 establece como uno de los *“objetivos fundamentales de la política nacional en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad”*¹, lo siguiente:

*“a) Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;”*²

En tal virtud el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC, en la Regulación No. 006/00 – Procedimientos de Despacho y Operación, ha establecido, en 4. Planificación de la Operación, la realización de estudios que determinen las restricciones de seguridad y confiabilidad del SNI.

Los estudios también deben ser orientados a analizar las *“condiciones operativas críticas”*³, las cuales requerirán un especial interés, de tal manera que se pueda prever las acciones necesarias *“para cumplir con los objetivos básicos de calidad y seguridad”*⁴.

De manera más puntual, el CONELEC, en la Regulación No. 006/00 – Procedimientos de Despacho y Operación, en 4.2.4 Confiabilidad, ha establecido el análisis de las *“contingencias extremas que aunque no sean muy probables pueden llevar a un colapso total o parcial del sistema”*⁵.

La presente investigación, contemplando lo establecido por el CONELEC, pretende identificar y caracterizar las contingencias críticas que podrían llevar al sistema al colapso, para posteriormente definir el conjunto de acciones remediales que permitan mitigar sus efectos.

La identificación de las contingencias críticas se lo realizará para los tres tipos de

¹ [1] Congreso Nacional, “Ley de Régimen del Sector Eléctrico - LRSE.” 1996. Página 2, párrafo 3.

² [1] Congreso Nacional, “Ley de Régimen del Sector Eléctrico - LRSE.” 1996. Página 2, Art. 5, inciso a).

³ [2] CONELEC, “Regulación CONELEC - 006/00 Procedimientos de Despacho y Operación.” 2000. Página 06, ítem 4.2.2. Estudios.

⁴ [2] CONELEC, “Regulación CONELEC - 006/00 Procedimientos de Despacho y Operación.” 2000. Página 06, ítem 4.2.2. Estudios.

⁵ [2] CONELEC, “Regulación CONELEC - 006/00 Procedimientos de Despacho y Operación.” 2000. Página 11, ítem 4.2.4. Confiabilidad.

demanda (máxima, media y mínima) tanto para alta como para baja hidrología. La metodología que se emplea para definir las contingencias críticas se detalla en el Subcapítulo 3.2

Luego de identificar las contingencias críticas, se caracteriza cada una de ellas.

Posteriormente se verifica si las acciones remediales del Sistema de Protección Sistémica del año 2014, el cual ha sido implementado para mitigar los efectos adversos de la contingencia de carácter N-2 L/T Santa – Rosa Totoras 230 kV, sirve para mitigar los efectos adversos de cada una de las contingencias críticas identificadas.

Si las acciones remediales del Sistema de Protección Sistémica (SPS) del año 2014 no mitigan los efectos adversos de cada una de las contingencias identificadas, se establecen y validan otras acciones remediales para cada una de las contingencias críticas.

CAPÍTULO I

I. ESTADOS DE OPERACIÓN, ESTABILIDAD Y ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

En este capítulo se presenta, en primera instancia, los estados de operación por los que los sistemas de potencia pueden pasar cuando contingencias críticas los han hecho perder la estabilidad, así mismo se indica qué tipos de pérdidas de estabilidad pueden sufrir los sistemas de potencia. También se presenta qué tipos de esquemas de protección tienen los SEP para mitigar los efectos de las pérdidas incontroladas de estabilidad.

1.1 Estados de Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Según [3]-[4] y [5] los estados de operación de los sistemas eléctricos de potencia son cinco, ver Figura I.1.

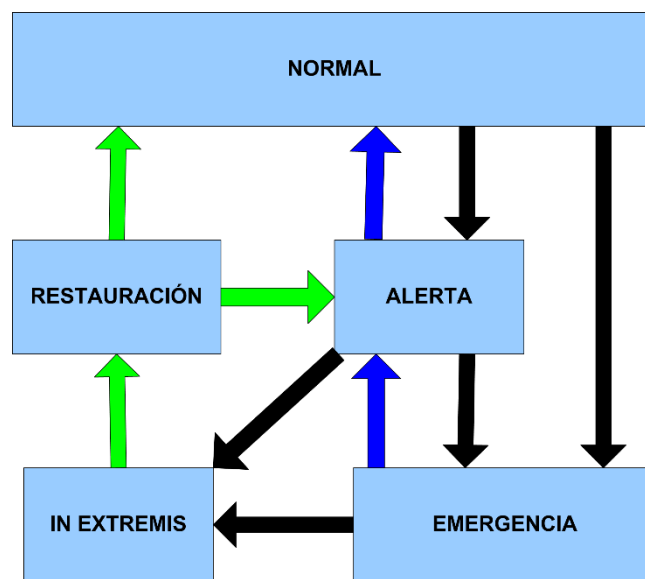


Figura I.1 Estados de Operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Fuente: [3]-[5]

1.1.1. Normal

En el estado normal el sistema de potencia satisface la demanda de potencia y energía que requieren todas las empresas distribuidoras, las cuales se encargan de

despacharla a los usuarios. Todos los valores de voltajes, potencias y corrientes se encuentran dentro de los rangos técnicos establecidos. El sistema es capaz de soportar cualquier contingencia estimable y ningún equipo se encuentra sobrecargado [3]-[5].

También en este estado, los márgenes de reserva (tanto para la transmisión como para la generación) son suficientes para proporcionar un nivel adecuado de seguridad con respecto a los esfuerzos a los que el sistema puede ser sometido [4].

1.1.2. Alerta

Se habla de estado de alerta cuando los valores de voltajes, corrientes y potencias exceden los valores (superiores o inferiores) técnicos permitidos, debido a alguna contingencia severa, pero el sistema todavía se encuentra operativo suministrando potencia y energía [5].

En este estado la presencia de otra contingencia podría poner en peligro la operación del sistema de potencia y las acciones preventivas deben ser emprendidas para restaurar el sistema a su estado normal [5].

1.1.3. Emergencia

En el estado de emergencia el sistema de potencia todavía se encuentra operativo, suministra la potencia y la energía a los usuarios, pero la violación de los límites es más severa que la que se presenta en el estado de alerta [5].

El estado de emergencia por lo general le sigue al estado de alerta cuando no se han llevado a cabo las acciones preventivas, no han sido hechas a tiempo o éstas no han tenido éxito. Los sistemas de potencia pueden asumir el estado de emergencia directamente desde el estado normal después de inusuales contingencias severas como múltiples fallas [4]-[5].

Cuando un sistema se encuentra en el estado de emergencia es necesario llevar a cabo acciones correctivas efectivas que conducen primero al estado de alerta y luego al estado normal [5]. Algunas de las acciones correctivas son las siguientes: despeje de fallas, control de la excitación, disparo de unidades de generación, reducción de carga [3].

1.1.4. In Extremis

Los sistemas de potencia pueden pasar al estado in extremis desde el estado de emergencia si no se han realizado las acciones correctivas y el sistema ya no está operativo debido a que se ha producido, por lo general, contingencias N-2 en el sistema de transmisión, desconexión de carga y/o disparo de unidades de generación por la pérdida de sincronismo entre las máquinas. Si las acciones correctivas no son lo suficiente para superar este estado, inevitablemente viene un apagón, que puede ser parcial o completo [5].

1.1.5. Restauración

Para que el sistema de potencia retorne del estado in extremis a un estado de alerta o a un estado normal, el estado de restauración es necesario. En este estado los operadores de los sistemas de potencia realizan acciones de control con el fin de volver a suministrar potencia y energía a las empresas distribuidoras, para que estas finalmente abastezcan a los usuarios [5].

1.2 Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia

La estabilidad de los sistemas de potencia es la habilidad que tienen los sistemas eléctricos de potencia, bajo una condición de operación inicial dada, para recuperar o volver al estado de operación normal luego de que el sistema ha sido sometido a una perturbación [6].

Es decir que un sistema de potencia es estable cuando las variables del sistema, como frecuencia, voltajes, corrientes, etc. se encuentran dentro de los límites técnicos establecidos luego de ocurrida una perturbación. El estado final del sistema dependerá de las condiciones de operación previas a la falla y de la naturaleza de las perturbaciones [7].

En la Figura 1.2 se ilustra la clasificación de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

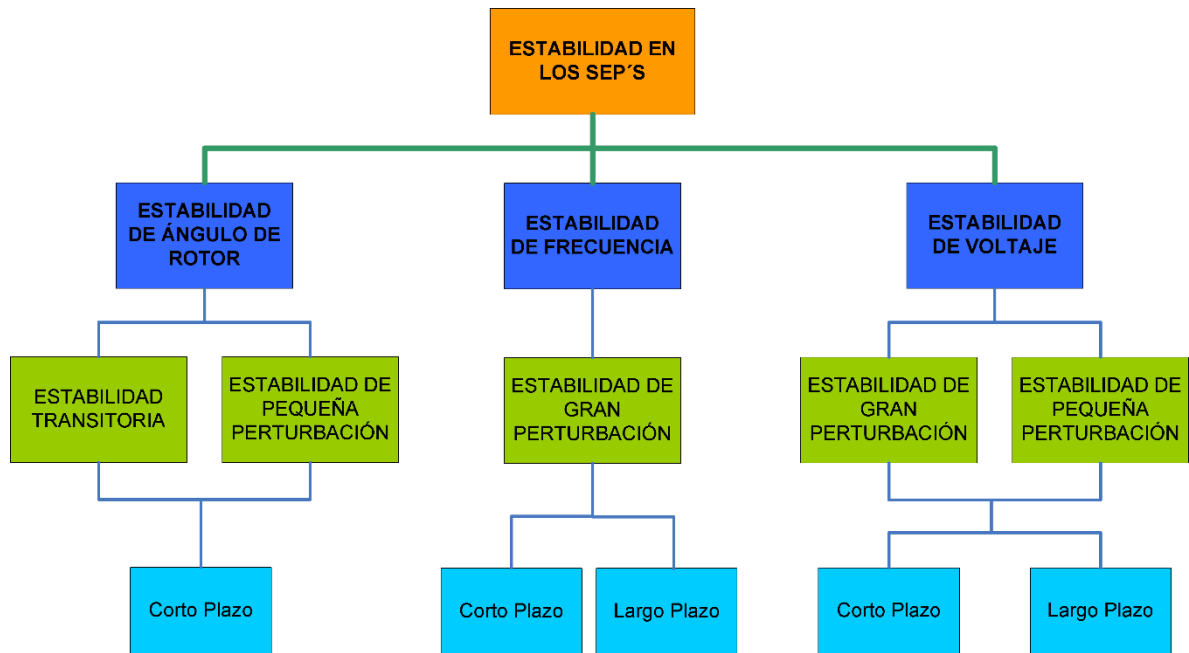


Figura 1.2 Clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia.
Fuente: [7]

1.2.1. Estabilidad de ángulo de rotor

La estabilidad de ángulo de rotor es la habilidad de las máquinas síncronas interconectadas, de un sistema de potencia, de mantener el sincronismo bajo condiciones de operación apropiadas y luego de haber sufrido un disturbio [6].

Esta estabilidad se pierde cuando el rotor de los generadores síncronos avanza o supera un determinado ángulo, entonces el acoplamiento magnético entre el rotor y el estator sufre una anomalía. Esto conlleva a que el rotor pierda el sincronismo que mantenía con el campo rotatorio de las corrientes del estator y empieza a girar con relación al campo dándose un deslizamiento respecto a los polos [8].

Los problemas de estabilidad de ángulo de rotor implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes en los sistemas eléctricos de potencia. Un factor fundamental que incide en este tipo de estabilidad es la manera en la que las salidas de las máquinas síncronas varían a medida que cambian sus ángulos de rotor. El mecanismo por el cual las máquinas síncronas interconectadas mantienen sincronismo una con otras es a través de fuerzas de restauración, las que actúan cuando existen fuerzas que tienden a acelerar o a desacelerar una o más máquinas con respecto a otras máquinas. En condiciones de estado

estacionario, existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida de cada máquina, y la velocidad se mantiene constante. Si el sistema es perturbado, este equilibrio es alterado, lo que resulta en la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes del movimiento de un cuerpo en rotación. Si un generador funciona temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor, con respecto a la de la máquina más lenta, avanzará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida, dependiendo de la relación de potencia – ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular. La relación potencia-ángulo es altamente no lineal. Más allá de un cierto límite, un aumento de la separación angular está acompañado por una disminución en la transferencia de energía de tal manera que la separación angular se incrementa aún más y conduce a la inestabilidad. Para cualquier situación dada, la estabilidad del sistema dependerá de si las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores producen o no producen suficientes pares de restauración [6].

La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre grupos de máquinas, posiblemente con sincronismo mantenido dentro de cada grupo después de separarse entre sí [6].

El cambio en el par eléctrico de una máquina síncrona después de una perturbación se puede resolver en dos componentes:

- Par de Sincronización: se encuentra en fase con la desviación del ángulo del rotor.
- Par de Amortiguamiento: se encuentra en fase con la velocidad de desviación.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de los dos componentes del par de torsión para cada una de las máquinas síncronas. La falta de suficiente par de sincronización da lugar a una inestabilidad aperiódica o no oscilatoria, mientras que la falta de par de amortiguamiento resulta en una inestabilidad oscilatoria.

Para una mayor comodidad en el análisis y para obtener información útil sobre la naturaleza de los problemas de estabilidad, es útil caracterizar la estabilidad del

ángulo del rotor en función de las siguientes dos subcategorías:

- **Estabilidad de ángulo de rotor de pequeña perturbación**

Tiene que ver con la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Las perturbaciones son consideradas lo suficientemente pequeñas, de tal manera que se permite la linealización de las ecuaciones del sistema para propósitos de análisis. Estas perturbaciones se encuentran continuamente en la operación normal del sistema, tales como pequeñas cambios en la carga.

- a. La estabilidad de pequeña perturbación depende del estado de operación inicial del sistema. La inestabilidad se puede presentar de dos formas: i) incremento en el ángulo de rotor debido a la falta de suficiente par de sincronización, ó ii) oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente par de amortiguamiento.
- b. En los sistemas eléctricos de la actualidad, el problema que afecta a la estabilidad de ángulo de rotor de pequeña perturbación está asociado en gran medida a la insuficiente amortiguación de las oscilaciones. El marco de tiempo de interés en los estudios de estabilidad de pequeña perturbación se halla en el orden de 10 a 20 s después de sucedida la perturbación. La estabilidad de los siguientes tipos de oscilaciones es preocupante:
 - i. *Modo local*: se encuentra asociado con la oscilación de las unidades de una central generación con respecto al resto del sistema eléctrico de potencia. El término “local” es empleado porque las oscilaciones se localizan en una central o en una pequeña parte del sistema de potencia.
 - ii. *Modo inter-área*: se encuentra asociado con la oscilación de varias máquinas en una parte del sistema de potencia contra máquinas situadas en otras partes. Estas son causadas por dos o más grupos de máquinas estrechamente acopladas que están interconectadas por lazos débiles.

- iii. *Modo control*: asociado con unidades de generación y otros controles. Excitadores mal sintonizados, reguladores de velocidad, convertidores HVDC, compensadores estáticos son usualmente las causas de inestabilidad de este modo.
- iv. *Modo de torsión*: asociado con los componentes de rotación del sistema de eje de la turbina-generador. La inestabilidad de este modo puede ser causada por la interacción con controles de excitación, reguladores de velocidad, controles HVDC y líneas compensadas por condensadores en serie.

- **Estabilidad transitoria**

Tiene que ver con la habilidad de los sistemas de potencia de mantener el sincronismo cuando han sido sometidos a una perturbación transitoria severa. La respuesta del sistema resultante implica grandes deslizamientos de los ángulos del rotor del generador y está influenciado por la relación no lineal potencia – ángulo.

La estabilidad transitoria depende del estado de operación inicial del sistema y de la severidad de la contingencia. Por lo general las contingencias alteran el sistema tal que la operación post-contingencia de estado estable será diferente de aquello previo a la contingencia. La inestabilidad tiene una tendencia aperiódica debido al insuficiente par de sincronización y es referido como *primera estabilidad oscilatoria*. En grandes sistemas de potencia la inestabilidad transitoria no siempre podría ocurrir como primera inestabilidad oscilatoria asociada con un solo modo; esto podría darse como resultado de un aumento en la desviación máxima, causado por superposición de varios modos de oscilación, provocando grandes deslizamientos del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación.

El marco de tiempo de interés en los estudios de estabilidad transitoria es generalmente de 3 a 5 segundos después de la perturbación. Puede extenderse a los 10 segundos para sistemas muy grandes con predominantes oscilaciones inter-área.

1.2.2. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia

para mantener la frecuencia en equilibrio luego de una anomalía grave en el sistema, la cual resulta en un desequilibrio importante entre la generación y la carga [7].

Este equilibrio depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la generación de energía y el consumo de ella, con la mínima pérdida no intencional de la carga. La inestabilidad que puede dar como resultado se produce en forma de oscilaciones de frecuencia conduciendo al disparo de las unidades de generación y/o de las cargas que consumen [7].

A continuación se presentan dos ejemplos de contingencias que provocaron pérdida de estabilidad de la frecuencia. En el primer caso se produce un descenso en la frecuencia, en tanto que en el segundo caso se produce un aumento en la frecuencia.

En la Figura I.3 se puede apreciar la variación de la frecuencia ante una contingencia ocurrida en Irlanda el 5 de agosto de 2005, se registró una frecuencia mínima de 48,1 Hz [9].

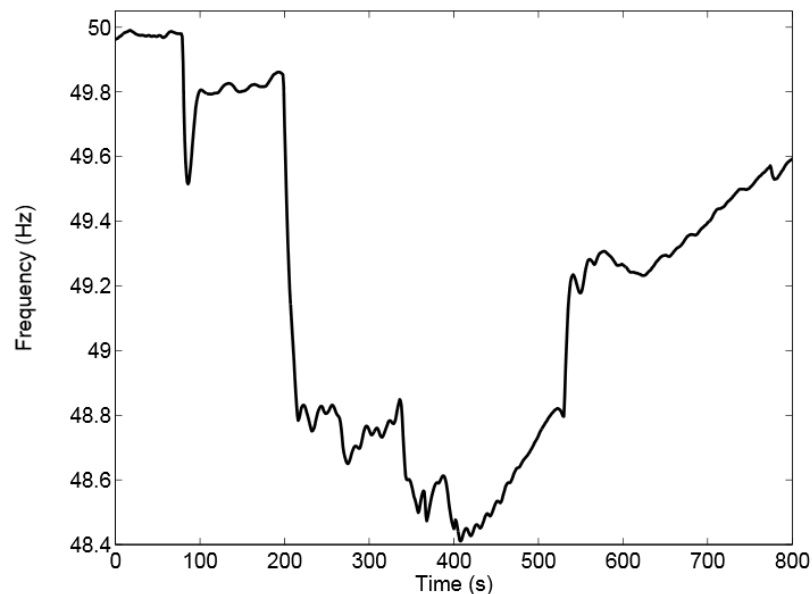


Figura I.3 *Perturbación de frecuencia.*
Fuente: [10]

En la Figura I.4 se puede apreciar la variación de la frecuencia ante una

contingencia ocurrida en Ecuador el 15 de enero de 2009, luego de 2 s de ocurridos los eventos se registró una frecuencia máxima de 65,5 Hz.

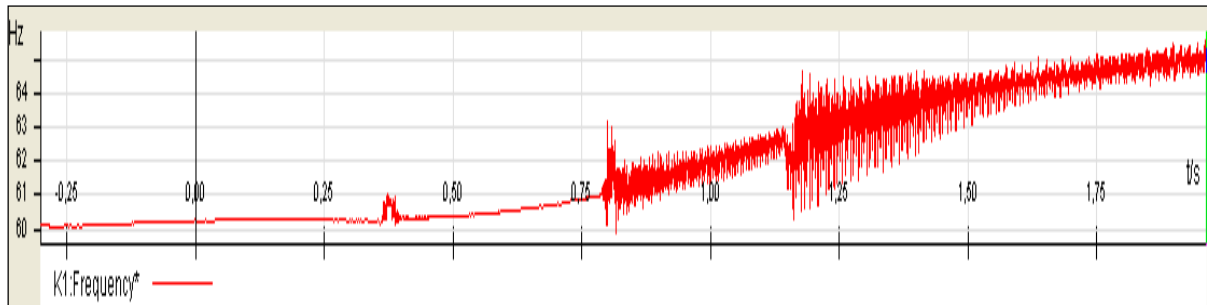


Figura I.4 Perturbación de frecuencia.
Fuente: [11]

Perturbaciones graves del sistema generalmente resultan en grandes variaciones de frecuencia, flujos de corriente, voltaje y otras variables del sistema, recurriendo de esta manera a acciones de procesos, controles y protecciones que no se modelan en los estudios convencionales de estabilidad transitoria o estabilidad de voltaje. Estos procesos pueden ser muy lentos o solo pueden ser activados por condiciones extremas en el sistema como el disparo de protecciones de generadores. En los grandes sistemas de potencia interconectados, este tipo de situación es más comúnmente asociado con la formación de islas. La estabilidad en este caso es cuestión de si cada isla alcanzará o no un estado aceptable de equilibrio operativo con una mínima pérdida no intencional de la carga. Se encuentra determinada por la respuesta general de la isla quedando evidencia por su frecuencia media, en lugar del movimiento relativo de las máquinas. En general, los problemas de estabilidad de frecuencia se asocian a deficiencias en las respuestas de los equipos, mala coordinación de los equipos de control y protección o por insuficiente reserva de generación.

En el transcurso de una inestabilidad de la frecuencia, los tiempos característicos de los procesos y dispositivos que son activados por los grandes cambios en la frecuencia y otras variables del sistema variará en cuestión de segundos, correspondiente a la respuesta de los dispositivos tales como los controles y protecciones del generador, llegando incluso a varios minutos, correspondiente a la

respuesta de los dispositivos tales como los sistemas de suministro de energía de motores y reguladores de voltaje de carga.

Aunque la estabilidad de frecuencia es afectada tanto por dinámicas rápidas como lentas, el marco de tiempo de interés se extiende a varios minutos, por esta razón es categorizado como un fenómeno de largo plazo.

1.2.3. Estabilidad de Voltaje

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes estables en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una perturbación luego de una condición de operación inicial dada [7].

En la Figura I.5, la curva 2 representa la variación de voltaje para un determinado período de tiempo en un día típico, se puede apreciar que cerca de las 14:00 el voltaje llega a su mínimo valor, el cual no es inferior al 0,95 pu y se recupera nuevamente. Sin embargo, en otro día en particular (curva 1), la carga total del sistema es mayor, y el voltaje es más bajo de lo normal, por lo que a medida que la carga comienza a aumentar después de la hora del almuerzo, poco después de las 13:00, la tensión alcanza su valor crítico y entonces colapsa [5]. Entonces los operadores del sistema intervienen y, luego de una larga interrupción, restauran manualmente las condiciones normales de funcionamiento.

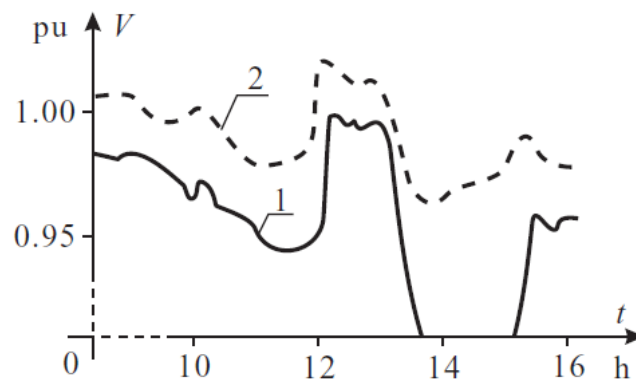


Figura I.5 Ejemplo de colapso de voltaje
(1) variación de voltaje durante el día del colapso,
(2) variación de voltaje durante el día previo.

Fuente: [5]

La inestabilidad se puede presentar como una caída progresiva o como el aumento de los voltajes de algunas barras. Un posible resultado de la inestabilidad de voltaje es la pérdida de carga en un área donde los voltajes alcanzan valores bajos inaceptables.

La disminución progresiva de los voltajes de las barras puede estar asociada con la pérdida de sincronismo de los ángulos de los rotores. En contraste las fallas sostenidas de voltaje que están relacionadas con la inestabilidad de voltaje involucran cargas y pueden ocurrir donde la estabilidad de ángulo de rotor no es un problema.

Los principales factores que contribuyen a la inestabilidad de voltaje usualmente son las altas pérdidas de potencia reactiva y las caídas de voltaje que se dan cuando altos niveles de potencia activa y reactiva fluyen a través de reactancias inductivas asociadas con las redes de transmisión; esto limita la capacidad de los sistemas de transmisión para transportar energía.

Mientras que la forma más común de inestabilidad del voltaje es la caída progresiva en los voltajes de las barras, la posibilidad de inestabilidad de sobrevoltaje también existe. Esto puede ocurrir cuando las líneas de transmisión de extra alto voltaje están cargadas significativamente por debajo de su SIL, entonces los limitadores de sub-excitación impiden a los generadores y/o condensadores síncronos que absorban el exceso de potencia reactiva. [6].

Como en el caso de la estabilidad de ángulo, es usual clasificar la estabilidad de voltaje en las siguientes subcategorías:

- **Estabilidad de Voltaje de Gran Perturbación**

Tiene que ver con la habilidad del sistema para controlar los voltajes luego que ha ocurrido grandes perturbaciones tales como fallas en el sistema, pérdida de generación o contingencias. Esta habilidad está determinada por las características de carga del sistema y la interacción de protecciones y controles continuos y discretos. La determinación de la estabilidad de voltaje de gran perturbación requiere examinar el comportamiento dinámico no lineal de un sistema durante un período de tiempo suficiente para capturar las interacciones de dispositivos como

transformadores con cambiadores de taps y limitadores de corriente de campo de los generadores. El período de estudio de interés podría extenderse de unos pocos segundos a decenas de minutos. Por esa razón, para el análisis se requieren simulaciones dinámicas de largo plazo [6].

- **Estabilidad de Voltaje de Pequeña Perturbación**

Tiene que ver con la habilidad del sistema para controlar los voltajes luego de que hayan ocurrido pequeñas perturbaciones, como cambios incrementales en la carga del sistema. Este tipo de estabilidad está determinada por las características de las cargas, controles continuos y discretos en un instante dado de tiempo. Este concepto es útil para determinar, en cualquier instante, cómo el voltaje del sistema responderá a pequeños cambios del sistema. Los procesos básicos que contribuyen a la inestabilidad de voltaje de pequeña perturbación son esencialmente de estado estable. Por esa razón, análisis estáticos pueden ser usados efectivamente para determinar los márgenes de estabilidad, identificar factores que influyen en la estabilidad, examinar un amplio rango de condiciones del sistema y un gran número de escenarios post contingencias. Un criterio para la estabilidad de voltaje de pequeña perturbación es que, dadas ciertas condiciones de operación, para cualquier barra del sistema, la magnitud del voltaje de la barra incrementa a medida que la inyección de potencia reactiva en la barra se incrementa. Un sistema presenta inestabilidad de voltaje sí, para al menos en una barra del sistema, la magnitud del voltaje de la barra disminuye a medida que la inyección de potencia reactiva de la barra se incrementa. En otras palabras, un sistema presenta estabilidad de voltaje si la sensibilidad $V - Q$ es positiva para cada barra y es inestable si la sensibilidad $V - Q$ es negativa para al menos una barra [6].

El período de tiempo de interés para los problemas de estabilidad de voltaje puede variar desde unos pocos segundos a las decenas de minutos. Por eso, la estabilidad de voltaje también podría ser un fenómeno de corto o largo plazo.

- **Estabilidad de voltaje de corto plazo**

El comportamiento dinámico de los dispositivos de acción rápida como motores

de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores HVDC afectan a la estabilidad de voltaje de corto plazo. Un escenario típico es un gran disturbio como una falla cerca de un centro de carga, cuando el sistema de potencia se encuentra operando en condiciones de estrés⁶, durante condiciones climáticas calurosas, donde los aires acondicionados son gran parte de la carga. Al existir apertura de líneas ya sean de transmisión o de distribución, los compresores de los aires acondicionados disminuyen su alto consumo de corriente. Sin embargo luego de despejada la falla y tras el cierre de las líneas, los compresores, mientras intentan acelerar nuevamente, consumen altas corrientes, si el sistema de potencia es débil los compresores podrían detenerse. Podrían ocurrir pérdidas masivas de carga y también un colapso de voltaje a través de los centros de carga. Este es un fenómeno de corto plazo que envuelve períodos de estudio de unos pocos segundos. Para poder realizar simulaciones en el dominio del tiempo es recomendable tener modelos dinámicos de las cargas [6].

- **Estabilidad de voltaje de largo plazo**

Dispositivos de acción lenta como transformadores con cambiadores de taps, cargas controladas por termóstatos y limitadores de corriente de campo de generadores influyen en la estabilidad de voltaje de largo plazo. Un escenario típico es la pérdida de una línea de transmisión que se encuentra trabajando con altos niveles de cargabilidad, cuando una red de extra alto voltaje se encuentra operando en condiciones de estrés con muchas de sus líneas trabajando a altos niveles de cargabilidad y las reservas de potencia reactiva al mínimo. Inmediatamente después del disturbio habría una reducción considerable de los voltajes de las barras de extra alto voltaje, lo que a su vez sería reflejado en el sistema de distribución. Con la restauración de los voltajes del sistema de distribución mediante subestaciones con transformadores con cambios de taps y reguladores de voltaje de los alimentadores, la energía consumida por las cargas podría ser restaurada, provocando de esta manera un mayor aumento en la carga de las líneas de extra alto voltaje, así como

⁶ Un sistema eléctrico se encuentra trabajando en condiciones de estrés cuando los voltajes en las barras, reservas de potencia reactiva y niveles de cargabilidad de las líneas y transformadores se encuentran en los límites técnicos de operación, de tal manera que el sistema se encuentra más propenso a perder su estabilidad o incluso a colapsar, en el caso de que se presente una contingencia crítica.

de la demanda de potencia reactiva en el sistema. Si las reservas de potencia reactiva se encuentran al mínimo, los generadores cercanos llevan a los límites de sobrecarga a su campo o corriente de armadura. Con un menor número de generadores controlando el voltaje, el sistema de potencia es mucho más propenso a sufrir inestabilidad de voltaje. El período de estudio podría extenderse hasta varios minutos [6].

Para el análisis de la estabilidad de voltaje de largo plazo se realizan simulaciones computacionales, las cuales se requieren para evaluar el comportamiento dinámico del sistema. En muchos casos, las técnicas de análisis estático pueden ser usadas para estimar los márgenes de estabilidad, identificar factores que influyen en la estabilidad e investigar un gran número de escenarios [6].

1.3 Esquemas Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Ninguno de los elementos del sistema son cien por ciento confiables y pueden resultar dañados o quedar fuera de servicio por alguna falla (ya sea de origen interno o externo). Si el elemento dañado no se desconecta de inmediato, puede sufrir más daños y será completamente destruido. Un elemento dañado también puede perturbar el funcionamiento de los elementos vecinos, poniendo en peligro el funcionamiento de todo el sistema eléctrico y por ende la continuidad del suministro de energía para el consumidor. Por lo tanto, se necesita un equipo de protección para detectar un fallo y desconectar el elemento defectuoso. Por lo general, los sistemas de protección de los sistemas eléctricos de potencia se componen de transformadores de corriente, transformadores de voltaje, relés, circuitos secundarios que alimentan a los relés y realizan un control de los interruptores, también están las fuentes de alimentación auxiliares de los relés [5].

1.3.1. Características de los sistemas de protecciones

El objetivo principal de los sistemas de protecciones es aislar rápidamente el área del sistema de potencia que presente algún problema, de tal manera que, en lo posible, el resto del sistema de potencia pueda continuar energizado [12].

Se debe indicar que el término protección no significa prevención, es decir, protección no implica que los equipos de protección puedan prevenir problemas como fallas en los equipos o descargas eléctricas debido a contactos humanos involuntarios. Pero sí minimizan la duración de las fallas y limitan los daños que se puedan producir, también minimizan los tiempos de interrupción de la energía y otros problemas que se podrían presentar de no existir los sistemas de protecciones [12].

Para que los sistemas de protecciones cumplan su trabajo de una manera apropiada, sin que su operación represente un obstáculo más para el funcionamiento del sistema de potencia, estos deben cumplir con las siguientes características básicas de funcionamiento.

➤ **Rapidez**

Cuando se presenta una falla en el sistema eléctrico, lo ideal es que ésta sea despejada o aislada en el menor tiempo posible [5].

➤ **Confiabilidad**

Los sistemas de protecciones deben operar únicamente cuando se los requiera, es decir, no deben operar innecesariamente [13].

➤ **Sensibilidad**

Es la capacidad de los dispositivos de protección para reaccionar incluso a desviaciones relativamente pequeñas de la variable monitoreada [14].

➤ **Selectividad**

Deben ser capaces de seleccionar entre aquellas condiciones para las que se requiere una operación rápida y aquellas para las que no debe operar, o se requiere que opere con un retardo de tiempo, aislando solo al elemento defectuoso, de tal manera que se tenga la máxima continuidad del servicio con la mínima desconexión de carga [13]-[5]-[12].

➤ **Simplicidad**

Mínima cantidad de equipos de protección y circuitería asociada [12].

➤ **Economía**

Está asociada a la simplicidad, se refiere a que los sistemas de protecciones

deben brindar la máxima protección al menor costo posible [12].

1.3.2. Elementos de un sistema de protección

Los sistemas de protecciones están compuestos por algunos subsistemas que contribuyen en la detección y despeje de fallas. En la Figura I.6 se puede ver los principales subsistemas de los sistemas de protección.

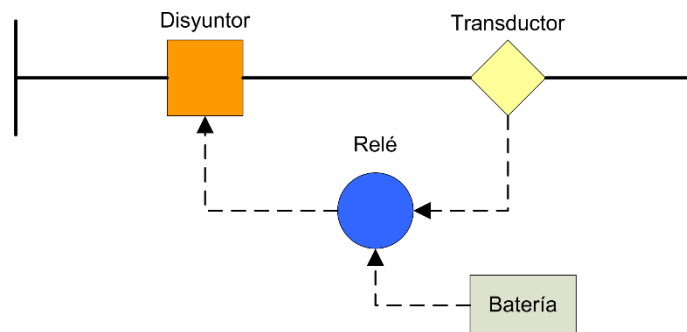


Figura I.6 Elementos de un sistema de protección.
Fuente: [15]

➤ Disyuntores

Los disyuntores aíslan la falla al primer cruce por cero de la corriente luego de iniciada la falla, aunque es más frecuente que interrumpan en el segundo o tercer cruce por cero. Un disyuntor puede interrumpir corrientes de falla que se encuentran en el orden de 10^5 A en sistemas de extra alto voltaje superiores a 800 kV. [15].

➤ Bancos de baterías

Ya que la función de un sistema de protección es despejar una falla, la habilidad de disparar un disyuntor no debe ser comprometida durante la ocurrencia de la misma. Puede darse el caso que en una falla trifásica en la subestación o muy cerca de ella, el voltaje AC de la misma descienda a cero o su magnitud sea demasiado baja, esto haría que la energía requerida por los relés no pueda ser obtenida de la alimentación AC de la subestación, por lo que, por lo general esa energía es proporcionada por el banco de baterías de la subestación [15].

La batería está conectada permanentemente mediante un cargador, el cual tiene la potencia suficiente para abastecer a todas las cargas alimentadas por la batería.

Usualmente los bancos de baterías son diseñados de tal manera que puedan alimentar a sus cargas con la suficiente potencia DC hasta por 8 a 12 horas después de ocurrir un apagón en la subestación [15].

En subestaciones de extra alto voltaje (EHV) no es raro tener otro banco de baterías conectado a su propio cargador y con su conjunto de disyuntores. Debido a que los relés electromecánicos producen graves transitorios, los cuales viajan a través de los cables del banco de baterías, es común conectar los equipos electromecánicos y los de estado sólido en diferentes bancos de baterías [15].

➤ **Transductores**

Los más importantes son los transformadores de corriente y voltaje. Tienen dos funciones, la primera es transformar las corrientes y voltajes del sistema de energía en magnitudes inferiores y la segunda es proveer un aislamiento galvánico entre la red eléctrica y los relés o cualquier otro instrumento conectado al bobinado secundario del transformador de medida. Estos transductores deben ser diseñados para soportar altos valores de corriente y voltaje que se pueden presentar en condiciones anormales del sistema [15].

- **Transformadores de corriente**

En USA y muchos otros países se utiliza un valor estandarizado de 5A en los bobinados secundarios de los transformadores de corriente, en tanto que en Europa se utiliza 1A. Los transformadores de corriente son diseñados para soportar corrientes de falla que pueden llegar hasta cincuenta veces la corriente de carga, pero solo por unos pocos segundos. Su forma de funcionamiento es de inducción electromagnética y están conformados por un devanado primario, devanado secundario y un núcleo, ver Figura I.7 (a) [15]-[16].

El secundario de estos transformadores puede alimentar a elementos de protección, como los relés y/o a instrumentos de medición. Si de un mismo transformador de corriente se alimenta a estos dos elementos, será necesario tener un transformador de corriente con dos devanados secundarios, ver Figura I.7 (b) [16].

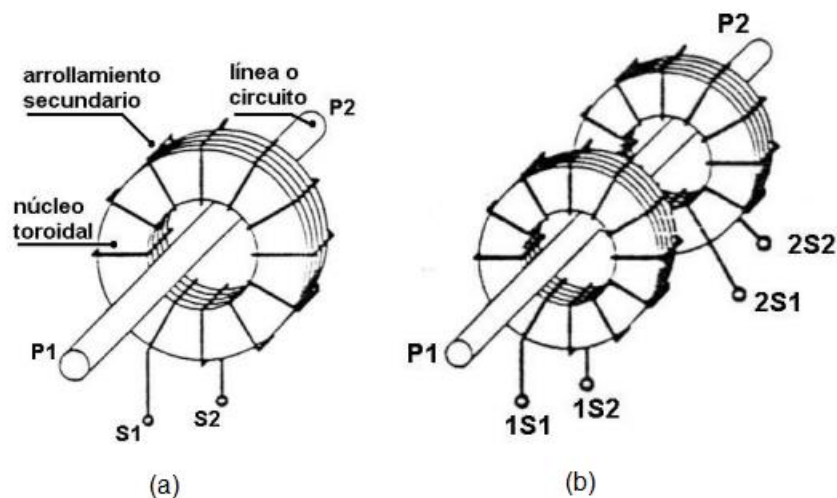


Figura I.7 (a) Transformador de corriente con un bobinado secundario.
 (b) Transformador de corriente con dos bobinados secundarios.
Fuente: [16]

Los elementos que son alimentados por los secundarios de los transformadores de corriente también son considerados como cargas, ya que tienen pequeños consumos de potencia, incluso los conductores que unen a los transformadores de corriente con estas cargas tienen un consumo de potencia, que son las pérdidas I^2R . La potencia que requieren las cargas y las pérdidas que existe en los conductores son conocidos como burden. El burden puede ser expresado en V-A, Ω o milihenrys [16].

Cuando los transformadores de corriente son empleados para medición, su desempeño es de interés durante condiciones normales de carga; durante condiciones de falla, es decir, cuando las corrientes llegan a valores muy altos en tiempos muy cortos, estos pueden tener errores significativos debido a que se saturan, situación que no es importante ya que durante fallas no son requeridos [15].

Cuando los transformadores de corriente son usados para protección, su desempeño, durante condiciones de operación en estado estable, puede no ser muy preciso; esto se debe a que son diseñados para tener un buen desempeño durante condiciones de falla, donde apenas presentan pequeños errores. Llegan a saturarse con valores muchísimo más altos de los que se saturan los transformadores de corriente de medición, ver Figura I.8 [15].

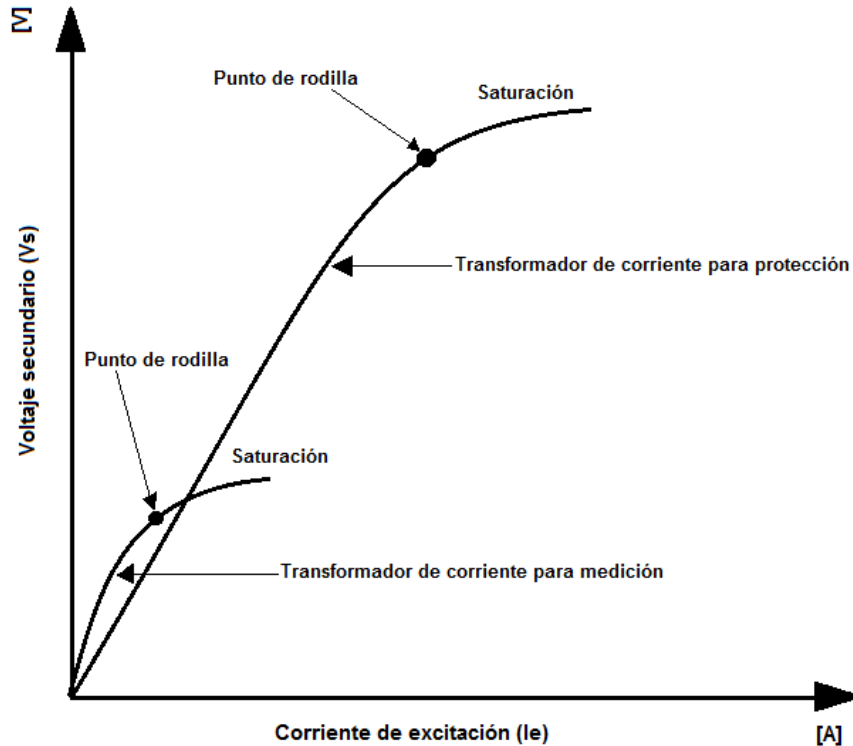


Figura I.8 Curva de excitación de transformadores de corriente.
Fuente: [16]

Como se puede ver en la Figura I.8, el *punto de rodilla* es el límite que determina la zona de correcta operación, ya que una vez pasado este punto el transformador de corriente entra en la zona de saturación [16].

La curva de excitación de la Figura I.8 se determina mediante pruebas hechas en laboratorio por los fabricantes, la prueba consiste en aplicar un voltaje de corriente alterna al devanado secundario y se mide la corriente en el mismo devanado, dejando al primario en circuito abierto. Se debe ir variando el voltaje aplicado, de tal manera que se obtenga un valor de corriente para cada valor de voltaje [17].

- **Transformadores de voltaje**

Los transformadores de voltaje son elementos especialmente diseñados para reflejar exactamente el voltaje del sistema de potencia en el devanado secundario de bajo voltaje. Son conectados en paralelo con los componentes del sistema de

potencia y proveen bajos voltajes y bajas potencias a los dispositivos de medición y relés de control y protección [18].

Existen dos tipos de transformadores de voltaje, los de tipo inductivo y los de tipo capacitivo. Estos transformadores son usados de acuerdo a dos criterios: el nivel de voltaje del sistema y el nivel de aislamiento de básico (*BIL*, por sus siglas en inglés *Basic Impulse Level*) requerido por el sistema [16]-[19].

Los transformadores de voltaje de tipo inductivo manejan el principio de inducción electromagnética, en tanto que los de tipo capacitivo funcionan como divisores de voltaje, en la Figura I.9 se puede ver el esquema básico de un transformador de voltaje capacitivo [16].

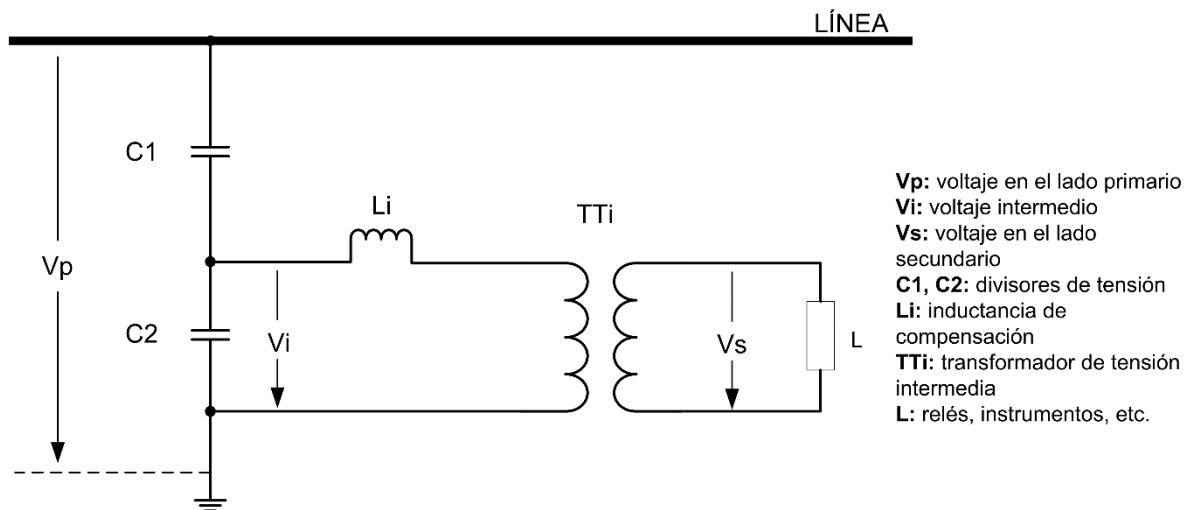


Figura I.9 Esquema básico de transformador de voltaje capacitivo.
Fuente: [16]

En el caso de los transformadores de voltaje inductivos, la norma ANSI determina dos voltajes nominales para el devanado secundario, 115 V y 120 V para la conexión fase-fase, en tanto que se tiene los valores de $115/\sqrt{3}$ V y $120/\sqrt{3}$ V para conexiones fase-neutro. En tanto que para los transformadores de voltaje capacitivos determina un voltaje nominal de 115 V para la conexión fase-fase y $115/\sqrt{3}$ V para la conexión fase-neutro [19].

Para rangos de voltaje elevados, los transformadores de voltaje capacitivos son menos costosos que los transformadores de voltaje inductivos [19]

Son diseñados para resistir sobrevoltajes dinámicos, casi indefinidamente, los

cuales se hallan por sobre el 20% del valor normal, estos sobrevoltajes dinámicos pueden durar largos períodos de tiempo [15].

Dado que las cargas de los transformadores de voltaje, como los relés e instrumentos de medición, se conectan en paralelo (ver Figura I.10), la corriente que consumen es muy baja, por lo que sus potencias en VA también lo es.

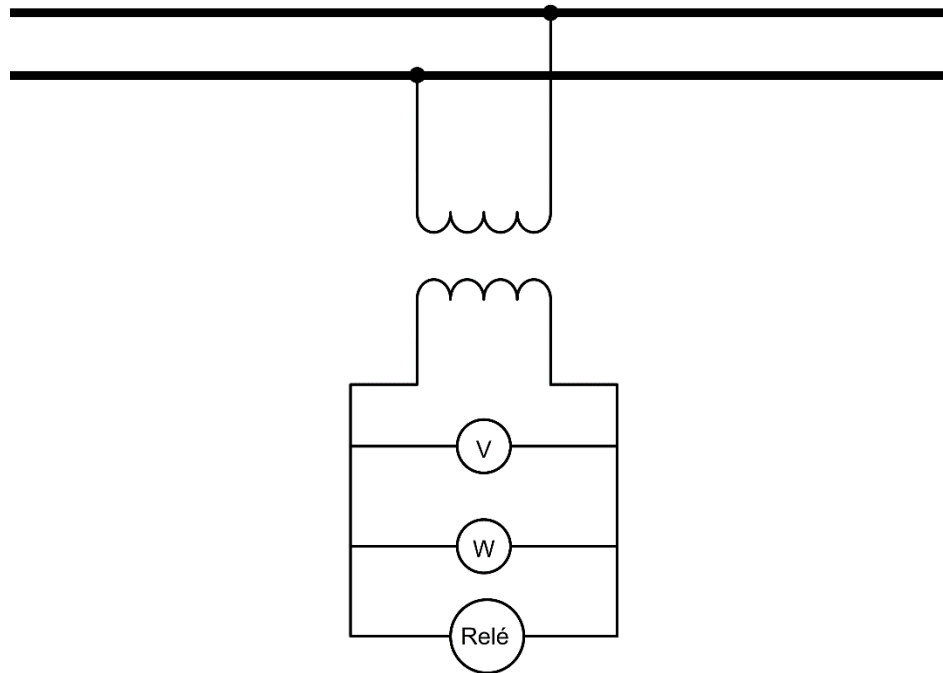


Figura I.10 Conexión de cargas en los transformadores de voltaje.

Fuente: [16]

- **Transductor óptico de corriente**

Un área específica donde los transductores ópticos de corriente tienen un rendimiento superior a los transformadores convencionales de núcleo de hierro es en la medición de corrientes muy elevadas, que generalmente ocurren en una falla en el sistema de potencia. Los transformadores convencionales pueden llegar a saturar su núcleo magnético, lo que llega a distorsionar las señales que van hacia los aparatos de medición y protección. Sin embargo, los transductores ópticos son usados, sobre todo, cuando se manejan corrientes que se hallan en el rango de los cientos de kiloamperios, debido a que envían señales sin distorsión [20].

Estos transductores emplean un lazo de fibra óptica alrededor de un conductor, como se ve en la Figura I.11, con el objetivo de medir la corriente que atraviesa por

el conductor.

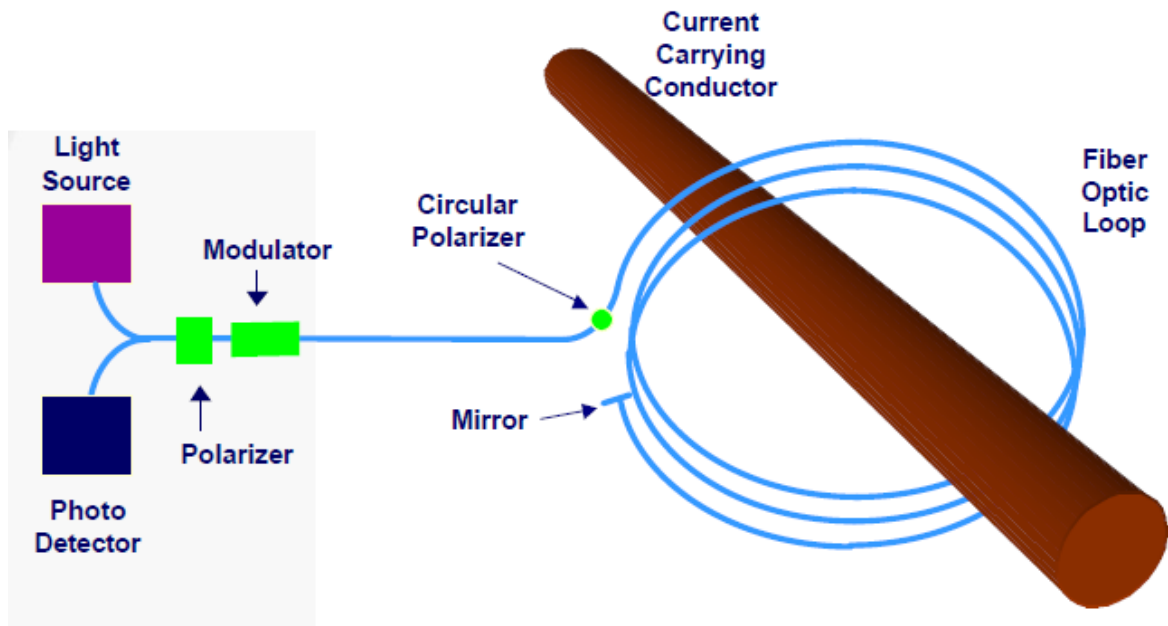


Figura I.11 Funcionamiento de un transductor óptico de corriente.
Fuente: [21]

Por medio de la fibra óptica se envía una señal luminosa, la cual al llegar al final del lazo regresa por efecto de un espejo colocado al final del lazo de fibra óptica [20].

La señal luminosa que regresa por acción del espejo ya no es la misma que salió de la fuente de luz, esto se debe a que la señal luminosa emitida es modificada por el campo magnético que envuelve al conductor debido al efecto Faraday [20].

El foto detector compara a la señal luminosa enviada y a la señal luminosa que regresa, la cual ha sido modificada por el campo magnético. El término técnico que hace referencia a la diferencia entre estas dos señales es *cambio de fase*; por lo tanto se dice que el foto detector determina el cambio de fase [20].

El cambio de fase entre estas dos señales luminosas es proporcional a la corriente que circula por el conductor. Luego una señal análoga o digital indica el valor de la corriente [20].

- **Transductor óptico de voltaje**

Debido a que el voltaje produce campos eléctricos, estos aparatos emplean

células ópticas pockels, para detectar el valor del campo eléctrico presente en un conductor de alta o media tensión.

En la Figura I.12, se puede observar a una célula óptica pockel. La señal luminosa de ingreso es linealmente polarizada, en tanto que luego de pasar por la célula, la señal luminosa es elípticamente polarizada, es decir, es proporcional al campo.

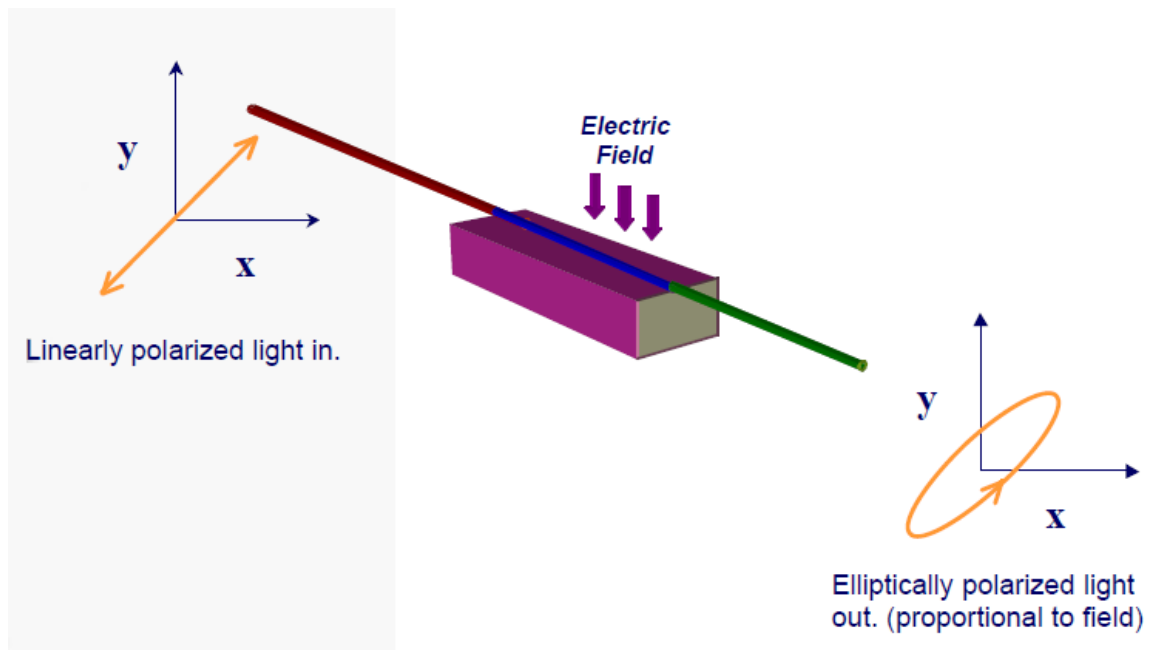


Figura I.12 Conexión de cargas en los transformadores de voltaje.

Fuente: [21]

➤ Relés

Los relés pueden ser clasificados de muchas maneras: por su función, por los parámetros de entrada, por sus características de funcionamiento y por sus principios de operación [12].

Dentro de la clasificación de los relés por sus parámetros de entrada se tiene los siguientes: relés de corriente, voltaje, frecuencia, potencia, temperatura, flujo, vibración [12].

Aquellos clasificados por su principio de operación incluye los siguientes: relés electromecánicos, de estado sólido, digitales, de porcentaje diferencial, múltiple restricción [12].

La clasificación de los relés por sus características de funcionamiento comprende

los siguientes: relé de distancia, reactancia, direccional de sobrecorriente, tiempo inverso, fase, tierra, definido, alta velocidad, baja velocidad, comparación de fase, sobrecorriente, sobre voltaje, bajo voltaje, etc. [12]

La clasificación más común es la hecha por su función. Hay cinco tipos de funciones básicas, ver Tabla I.1 [12].

Clasificación de los relés según su función	Relés de protección
	Relés de regulación
	Relés de recierre, de sincronización y verificadores de sincronismo
	Relés de monitoreo
	Relés auxiliares

Tabla I.1 *Clasificación de los relés según su función.*
Fuente: [12]

➤ **Relés de protección**

Los relés de protección y sus sistemas asociados son dispositivos diseñados para detectar condiciones anormales del sistema de potencia y operan cuando esas condiciones se han presentado. Son utilizados en todas las partes del sistema de potencia: generadores, barras, transformadores, líneas de transmisión, líneas y alimentadores de distribución, motores, cargas, bancos de capacitores y reactores. Por lo general los relés de protección son dispositivos separados que son conectados al sistema de potencia a través de transformadores de corriente y de voltaje, elementos que son encargados de reducir los voltajes y corrientes de entrada [12]-[18].

La función principal de los relés de protección es iniciar la apertura de los disyuntores, ocasionalmente son usados para inhibir la apertura o prevenir el cierre de los disyuntores [18].

➤ **Relés de regulación**

Los relés de regulación están asociados con los cambiadores de taps de los transformadores y con los gobernadores de los equipos de generación, para controlar los niveles de voltaje con cargas variables. Estos relés son usados durante

la operación normal del sistema y no responden a fallas del sistema, a menos que las fallas se queden en el sistema demasiado tiempo [12].

➤ **Relés de recierre, verificadores de sincronismo y de sincronización**

Estos relés son usados en la energización o restauración de líneas para que estas entren en servicio luego de haya ocurrido una interrupción y en la interconexión de las partes pre-energizadas del sistema [12].

➤ **Relés de monitoreo**

Los relés de monitoreo son usados para verificar ciertas condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protecciones. Algunos ejemplos del uso de estos relés son los detectores de fallas, verificadores de voltaje o unidades direccionales de detección que confirman las condiciones del sistema de potencia, pero no detectan directamente la falla o problema [12].

➤ **Relés auxiliares**

Los relés auxiliares son utilizados, a lo largo del sistema de protección, para diversos fines. Por lo general existe dos categorías: disponer varios contactos y para aislación de circuitos [12].

1.3.3. Zonas de protección

Una zona de protección es el área donde se espera que un esquema de protección por relés detecte fallas e inicie el aislamiento de los componentes que han fallado con el objetivo de minimizar el daño, prevenir daños consecuentes y prevenir el colapso del sistema [18].

Los sistemas de potencia se encuentran divididos en zonas de protección definidas por los equipos y los disyuntores disponibles. Seis categorías de zonas de protección son posibles en cada sistema de potencia [12]:

- Generadores y unidades generador-transformador
- Transformadores
- Barras
- Líneas (de transmisión, subtransmisión y distribución)
- Equipos de consumo (motores, cargas estáticas, otras)
- Bancos de condensadores o reactores

La mayoría de esas zonas se indican en la Figura I.13. Aunque los fundamentos de protección son bastante similares, cada una de esas seis categorías tiene relés de protección, específicamente diseñadas para protección principal, que son basadas según las características del equipo a ser protegido. La protección de cada zona normalmente incluye relés que pueden proporcionar respaldo a los relés que protegen a los equipos adyacentes [12].

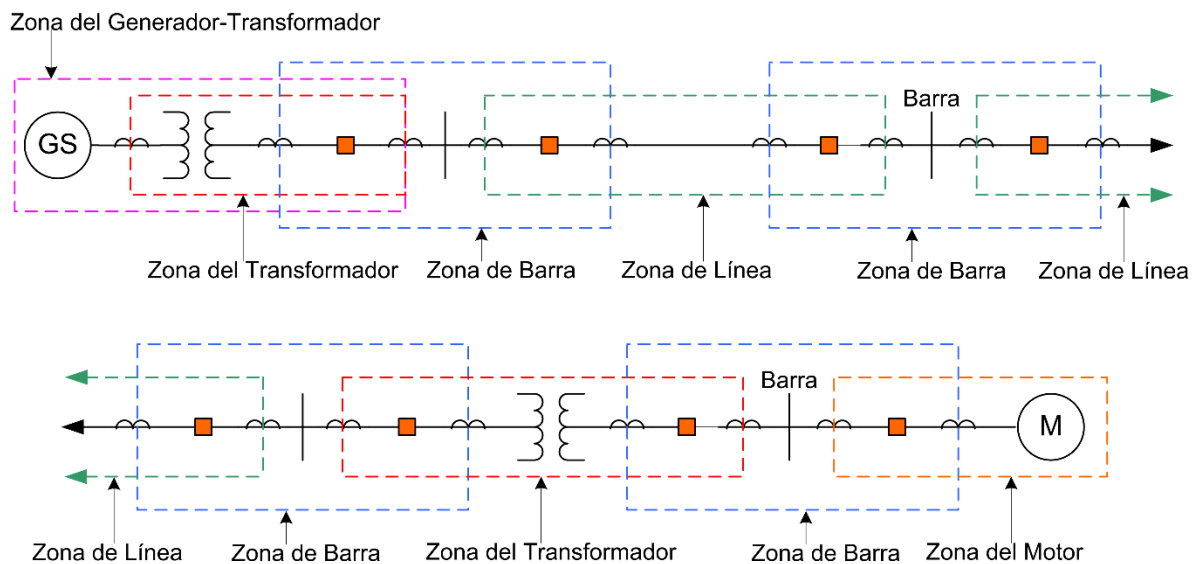


Figura I.13 Zonas de protección de los SEP's.
Fuente: [12]

La protección en cada zona debería superponer o traslapar a la zona adyacente, de otra manera podría ocurrir un vacío de protección primaria entre las zonas de protección. Este traslape se consigue por la ubicación de los transformadores de corriente, que son las principales fuentes de información del sistema de potencia para los relés [12].

1.3.4. Protecciones principales y de respaldo

La confiabilidad se consigue mediante el uso de equipos de alta calidad y mediante el uso de dos esquemas de protección diferentes para cada elemento, llamados protección principal y protección de respaldo.

➤ Protección principal

Es aquella protección, que cuando se ha producido una falla, ha sido diseñada

para actuar en primera instancia [16]. Esta protección opera lo más rápido posible y pone fuera de servicio la menor cantidad de equipos [15].

No siempre es práctico duplicar cada elemento de la cadena de protección, debido a que en sistemas de alto y extra alto voltaje, tanto los transductores como los disyuntores son muy costosos, por lo que se utiliza la protección de respaldo [15]

➤ Protección de respaldo

Esta protección deberá actuar exclusivamente cuando la protección principal haya fallado, es decir, el tiempo de acción de esta protección es más lento y retira más elementos del sistema de los que podrían ser necesarios para despejar una falla. La protección de respaldo puede ser local o remota [16]-[15].

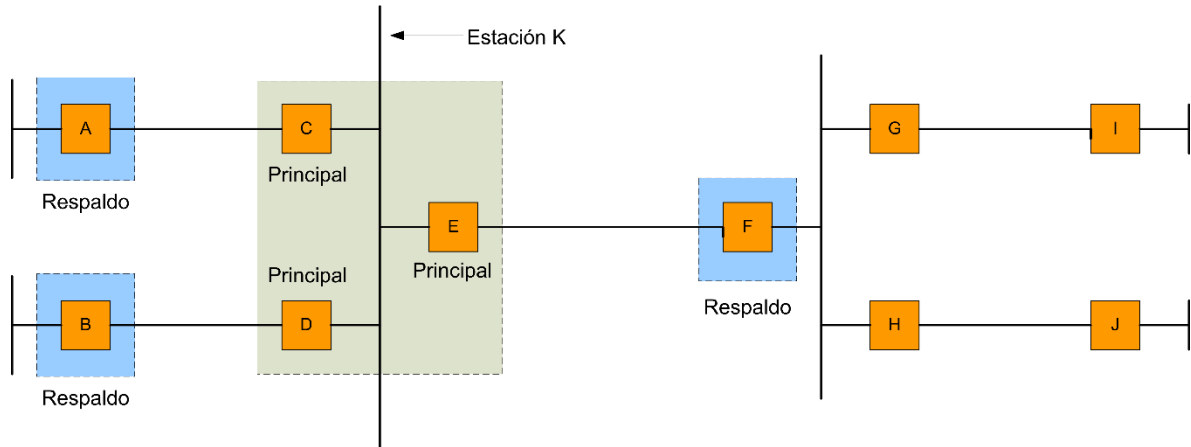


Figura I.14 Protección principal y de respaldo de la barra de la estación K.
Fuente: [13]

En la Figura I.14 se indica que los disyuntores A, B y F proporcionan protección de respaldo si se produce una falla en la barra de la estación K, los que dispararán ante la no actuación de los disyuntores C, D y E respectivamente.

Los elementos de la protección de respaldo remoto son completamente independientes de los relés, transductores, baterías y disyuntores del sistema de protección al cual están respaldando. No hay fallas comunes que puedan afectar ambos conjuntos de relés [15].

1.3.5. Protecciones de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son la columna vertebral de los sistemas eléctricos de potencia. Debido a eso los sistemas de transmisión son diseñados con suficiente redundancia para tolerar contingencias simples [18].

Casi todos los componentes de los sistemas de transmisión están provistos con múltiples, independientes y redundantes esquemas de relés de protección. Los esquemas redundantes son referidos como protección primaria y de respaldo [18].

Una variedad de relés de protección y esquemas de protección por relés están disponibles para la protección de líneas de transmisión. Normalmente cada esquema consiste en un conjunto de relés diseñados para detectar fallas ocurridas en las fases y un segundo conjunto de relés diseñados para detectar fallas a tierra [18].

Las líneas de transmisión aéreas están protegidas de las descargas atmosféricas por los cables de guarda, que son cables conectados a tierra y cuelgan por encima de los conductores de fase y por desviadores de sobretensiones (surge diverters) que se hallan conectados a los conductores. Sin embargo, las descargas atmosféricas siguen siendo la causa más común de fallas en las líneas de transmisión aéreas, las fallas monofásicas se ubican entre el 75%-90% de todas las fallas, en tanto que las fallas entre fases y tierra se hallan entre el 5%-15% y las fallas entre fases (bifásicas y trifásicas), que son las más raras, se ubican entre el 5%-10%. Otras causas raras de fallas son roturas de aisladores, balanceo de cables causados por los fuertes vientos y el contacto temporal con otros objetos [5].

La mayoría de las fallas en líneas aéreas (80%-90%) son de carácter temporal y se debe a flameos entre conductores de fase, o entre uno o más de los conductores de fase y tierra o metales conectados a tierra, causadas por ejemplo, por descargas atmosféricas. El restante 20%-10% de las fallas son permanentes. Las fallas temporales deben ser tratadas con la desconexión de la línea hasta que el arco o los arcos se extinguen, y luego se debe conectar nuevamente después de un cierto período, denominado tiempo muerto. Todo el procedimiento se conoce como un recierre y mejora significativamente la continuidad del suministro de energía. Obviamente, en el caso una falla permanente, la línea reconectada será disparada

nuevamente por su protección. Puede haber dos o tres de estos intentos, pero normalmente un solo disparo de recierre es utilizado en las líneas de transmisión de alta tensión [5].

➤ **Esquemas de protección de distancia**

Los relés de distancia responden a la impedancia entre la ubicación del relé y la ubicación de la falla. Bajo ciertas condiciones es deseable hacer que los relés respondan a algún otro parámetro distinto a la impedancia, tal como la admitancia o la reactancia hasta la localización de la falla. El diagrama R – X es una herramienta indispensable para describir y analizar las características de los relés de distancia [15].

La impedancia de entrada de una línea cortocircuitada varía desde cero para una falla en su extremo de entrada hasta un valor finito para una falla en su extremo alejado, el actual valor de impedancia se incrementa con la distancia de la falla, por eso, esquemas basados en tales mediciones son conocidas como protección de distancia [22].

La protección de subalcance es una forma de protección en la cual los relés de un terminal dado no operan por fallas en ubicaciones remotas del equipo protegido. Esta definición establece que el relé es ajustado de manera que éste no vea fallas producidas más allá de una distancia dada, es decir, el relé verá fallas inferiores al 100% de la longitud de la línea [15].

La protección de sobrealcance es una forma de protección en la cual los relés de un terminal operan por fallas producidas hasta más allá de la siguiente terminal. Estos pueden ser restringidos de la desconexión hasta que una señal de entrada desde un terminal remoto haya indicado si el fallo está más allá de la sección de la línea protegida, la restricción agregada a la protección de sobrealcance es para evitar la pérdida de la coordinación [15].

El punto extremo del alcance de un relé de distancia no puede ser determinado con cien por ciento de precisión y se debe aceptar que existirá un poco de incertidumbre sobre su alcance exacto. Esta incertidumbre del alcance, típicamente se encuentra alrededor del 5% del ajuste [15].

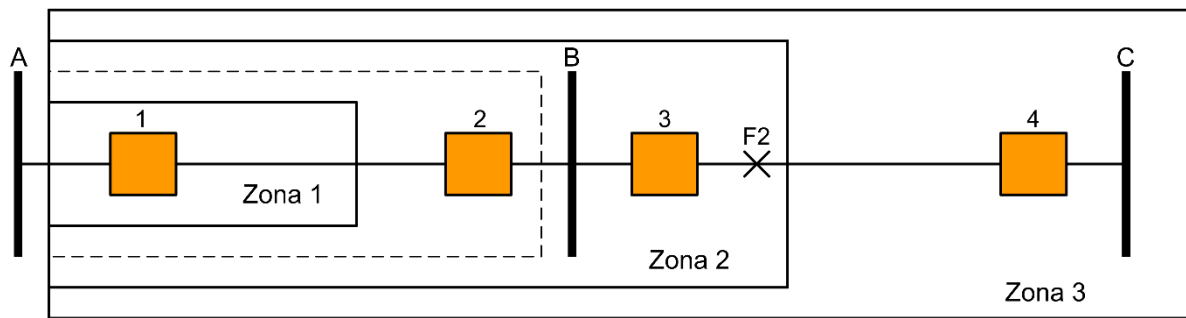


Figura I.15 Zonas de protección del relé de distancia.

Fuente: [15]

En la Figura I.15, la zona de protección deseada se encuentra dentro del área con línea punteada. Lo ideal sería que todas las fallas que se presenten dentro del área con línea punteada disparen instantáneamente. Debido a la incertidumbre en el extremo más alejado y para asegurarse de no sobrepasar el tramo de la línea, se debe establecer una zona de subalcance, conocida como zona 1. Por lo general a la zona 1 se la ajusta entre el 85% y 90% de la longitud de la línea y es operada instantáneamente. Queda claro que la zona 1 por sí sola no protege toda la línea de transmisión, ya que el área entre el final de la zona 1 y la barra B no está protegida.

Consecuentemente, el relé de distancia está equipado con otra zona, la cual se extralimita, deliberadamente, más allá de la terminal remota de la línea de transmisión. Esta zona es conocida como zona 2 y debe ser más lenta, de tal manera que cuando ocurra alguna falla en la siguiente sección de la línea (como la falla F2 de la Figura I.14), la zona 1 del relé de distancia ubicado en B, opere antes que la zona 2 del relé de distancia ubicado en A [15].

El alcance de la segunda zona se establece generalmente entre 120 – 150% de la longitud de la línea. Hay que tener en cuenta que la zona 2 del relé 1 no debe ir más allá de la zona 1 del relé 3, de lo contrario, podrían existir algunas fallas de manera simultánea en las segundas zonas de relé 1 y el relé 3, lo que puede conducir a un disparo innecesario de ambas líneas. Este concepto de coordinación por distancia, así como por el tiempo, conduce a un agrupamiento de las zonas de protección, ver Figura I.16 [15].

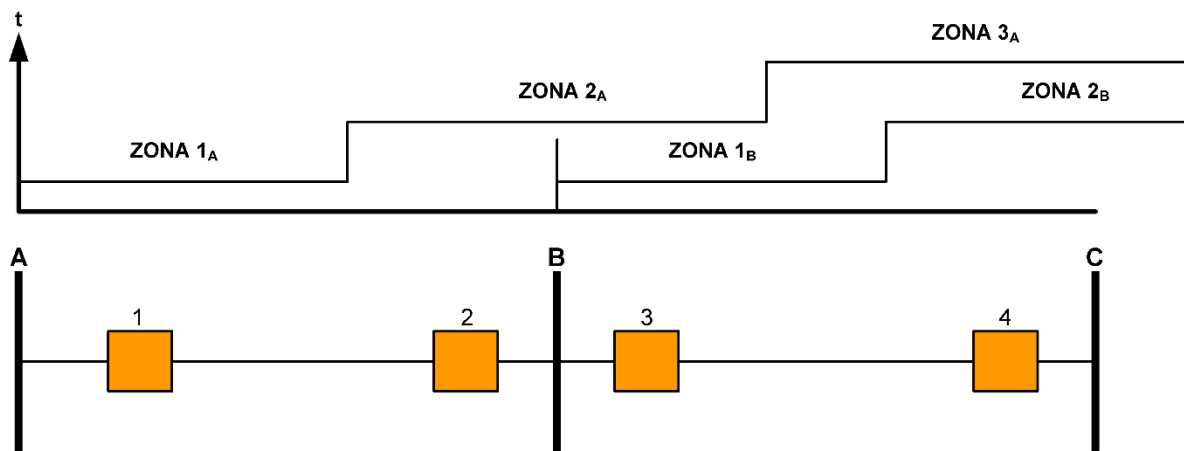


Figura I.16 Alcance de las zonas de protección del relé de distancia.
Fuente: [15]

Se debe decir que la segunda zona de un relé de distancia también es respaldo del relé de distancia de la línea vecina. Sin embargo, esto es verdad únicamente para parte de la línea vecina, dependiendo de qué tan lejos llega la segunda zona. Con el fin de proveer una función de respaldo para toda la línea, es habitual proporcionar otra zona de protección, conocida como tercera zona de protección, la cual se extiende hasta 120 – 180% de la siguiente sección de la línea. La tercera zona debe coordinar en tiempo y distancia con la segunda zona del circuito vecino, usualmente el tiempo de operación de la tercera zona se encuentra en el orden de 1 s [15].

1.4 Esquemas de Protección Sistémica de los Sistemas Eléctricos de Potencia – EPS

Cuando se producen contingencias críticas en los sistemas de potencia, que pueden llevarlo al colapso por alguna de las tres pérdidas de estabilidad (voltaje, frecuencia y de ángulo de rotor), entonces deben ejecutarse las acciones remediales que han sido determinadas para cada contingencia crítica, las cuales son diseñadas para mitigar los efectos de las pérdidas incontroladas de estabilidad en el sistema.

1.4.1. Esquemas Especiales de Protección

Según [23] los Esquemas Especiales de Protección (EEP) se diseñan para detectar una condición del sistema que se sabe causa inestabilidad, sobrecarga o

colapso del voltaje. Las acciones prescritas pueden requerir la apertura de una o más líneas, la desconexión o disparo de unidades de generación, rechazo o desconexión intencional de carga u otras medidas que alivien el problema detectado.

Según [24] los EEP han sido ampliamente usados para incrementar la capacidad de transferencia de la red asistiendo a los operadores del sistema en la administración de acciones correctivas rápidas. En comparación con el reforzamiento de las instalaciones del sistema de transmisión, los EEP se pueden poner en servicio relativamente más rápido y de una manera más económica.

A continuación se verá los esquemas especiales de protección establecidos en el Ecuador, en Perú y en algunos países europeos.

- **Ecuador**

El CONELEC, en la Regulación No. 006/00 – Procedimientos de Despacho y Operación, ha establecido los siguientes esquemas especiales de protección:

1. Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia (EAC – BF)
2. Esquema de Alivio de Carga por Bajo Voltaje (EAC – BV)
3. Esquema de Disparo Automático de Generación

A continuación se da una breve descripción de cada uno de ellos:

Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia EAC – BF

Cuando existe un equilibrio entre la generación y la carga, el valor de la frecuencia se encuentra en su valor nominal (60 Hz), o lo más cerca posible de su valor nominal. Sin embargo, cuando existe un desbalance entre la generación y la carga, a causa de contingencias, el valor de la frecuencia varía.

Si el valor de la generación es menor que la carga, debido a un déficit en la generación o por apertura de las líneas de transmisión, existe una disminución en el valor de la frecuencia. Si el restablecimiento de la frecuencia por medio de la regulación primaria y secundaria no es suficiente y antes de que el valor de la frecuencia disminuya a valores que podrían poner en riesgo la estabilidad del sistema, se hace necesario implantar esquemas de desconexión de carga por baja

frecuencia, de tal manera que retorne el equilibrio entre la generación y la carga [2].

Sin embargo, la desconexión de la carga se la debe hacer de manera escalonada, por pasos, con intervalos de tiempo entre cada paso de desconexión. El encargado de realizar los estudios para determinar el número de pasos y el intervalo de tiempo entre pasos es el CENACE.

En la Tabla I.2 se puede ver el EAC – BF para el SNI diseñado por el CENACE para el período abril – septiembre del año 2010. El esquema “*está distribuido en siete pasos, con un valor acumulado de 52%, y las etapas por umbral de frecuencia operan en el rango de 59.4 Hz hasta 58.4 Hz con pasos discretos de 0.2 Hz y 0.1 Hz*”⁷.

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA DISEÑADO				
Porcentajes de Desconexión de Carga				
Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempos de actuación (ciclos)	Desconexión de carga (%)	Desconexión acumulada de carga (%)
1	59.4	12	8.0%	8.0%
2	59.2	12	9.0%	17.0%
3	59.1	12	7.0%	24.0%
4	59	12	6.0%	30.0%
5	58.8	12	8.0%	38.0%
6	58.6	12	7.0%	45.0%
7	58.4	12	7.0%	52.0%

Tabla I.2 EAC – BF para el SNI período Abril 2010 - Septiembre 2010.
Tiempo de actuación = temporización del relé + tiempo de apertura de interruptor
Desconexión de carga (%): porcentaje con relación a la carga total
Fuente: [25]

Estos esquemas deben ser realizados para los períodos de alta y baja hidrología, que está comprendido entre abril – septiembre y octubre – marzo, respectivamente. En la Tabla I.3 se puede ver el esquema diseñado para el período de alta hidrología

⁷ [25] F. Terán and H. Bolívar, “Esquema de alivio de carga por baja frecuencia EAC-BF Abr10_Sep10_Version Final,” 2010. Página 4, Párrafo 4.

(abril – septiembre) del año 2014.

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA DISEÑADO				
Porcentajes de Desconexión de Carga				
Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempos de actuación (ciclos)	Desconexión de carga (%)	Desconexión acumulada de carga (%)
1	59.4	12	6.0%	6.0%
2	59.2	12	6.0%	12.0%
3	59.1	12	7.0%	19.0%
4	59.0	12	7.0%	26.0%
5	58.8	12	7.0%	33.0%
6	58.6	12	7.0%	40.0%
7	58.5	12	7.0%	47.0%

Tabla I.3 EAC – BF para el SNI período Abril 2014 - Septiembre 2014.

Tiempo de actuación = temporización del relé + tiempo de apertura de interruptor

Desconexión de carga (%): porcentaje con relación a la carga total.

Fuente: CENACE

El esquema del año 2014 está distribuido en siete pasos, con un valor acumulado de 47%, y las etapas por umbral de frecuencia operan en el rango de 59.4 Hz hasta 58.5 Hz con pasos discretos de 0.2 Hz y 0.1 Hz.

Esquema de Alivio de Carga por Bajo Voltaje EAC –BV

Si en determinadas áreas del sistema donde se puedan presentar fuertes desbalances entre la generación y la carga, pero no van a quedar aisladas del resto del sistema y si se presentan fuertes descensos en el valor del voltaje, *“sin que se vea afectada significativamente la frecuencia, el Transmisor deberá implementar un esquema de desconexión automática de carga por bajo voltaje”*⁸.

En el presente trabajo, Capítulo 2, sección 2.3 Condiciones Actuales de Operación, se indica con más detalle los esquemas implementados al año 2014 en el SNI, dentro de los cuales se indican aquellos que han sido implementados para evitar colapsos por bajos voltajes.

Esquema de Disparo Automático de Generación

⁸ [2] CONELEC, “Regulación CONELEC - 006/00 Procedimientos de Despacho y Operación.” 2000. Página 40, ítem 4.9 ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA VOLTAJE.

Este esquema será desarrollado por el CENACE y actuará cuando se produzca el disparo de las líneas de 230 kV que puedan llevar al SNI al colapso.

- **Perú**

En el Perú el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) ha establecido los siguientes esquemas especiales de protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) [26]:

- **Esquema de Rechazo Automático de Carga por mínima Frecuencia (ERACMF):**

“Para evitar el colapso del sistema por frecuencia, es necesario tomar una acción para detener la caída de frecuencia y de ser necesario revertirla. Existen dos formas de amortiguar o cambiar la caída de frecuencia; aumentando la potencia generada de las unidades de generación o disminuyendo la demanda. Debido a la naturaleza del problema se descarta la opción de aumentar la potencia de generación, entonces la solución a este problema es disminuir la demanda mediante una desconexión automática de carga, para que la repuesta sea rápida.”⁹

En La Figura I.17 se compara el comportamiento que tuvo la frecuencia con la actuación del ERACMF y el que hubiese tenido sin la actuación del ERACMF, debido a una contingencia, la cual provocó una pérdida de generación de 970 MW en el SEIN en el año 2006.

⁹ [26] D. Rodríguez, R. Ramirez, and J. C. Pino, “Esquemas Especiales de Protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN): Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación-Año 2007,” 2007. Página 6, Párrafo 2.

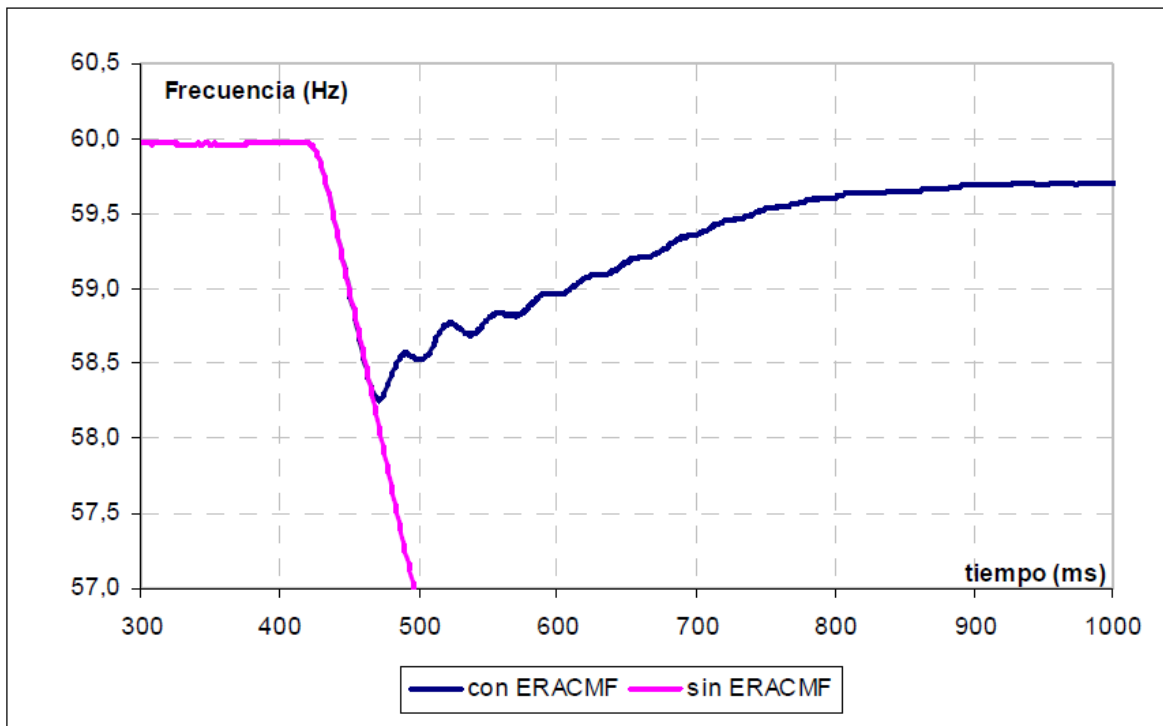


Figura I.17 Comportamiento de la frecuencia con y sin ERACMF ante una gran pérdida de generación.
Fuente: [26]

- **Esquemas de Desconexión Automática de generación por Sobre-frecuencia (EDAGSF):**

“Un EDAGSF se diseña para garantizar la estabilidad de la frecuencia en los sistemas aislados que se formen luego de eventos que conduzcan a la separación de áreas con fuertes desequilibrios positivos de generación – demanda. En ese sentido un EDAGSF es conformado con el mínimo número de unidades de generación, tal que con sus desconexiones escalonadas, se equilibre los desbalances de potencia en los sistemas aislados, sin provocar descensos en la frecuencia que activen de manera indebida el ERACMF.”¹⁰

“..., variaciones súbitas de frecuencia que superen el rango de 61 Hz, deberían activar el EDAGSF y provocar la desconexión escalonada de las unidades

¹⁰ [26] D. Rodríguez, R. Ramírez, and J. C. Pino, “Esquemas Especiales de Protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN): Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación-Año 2007,” 2007. Página 9, Párrafo 2.

requeridas para restablecer el equilibrio en la potencia acelerante del sistema.”¹¹.

- **Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (ERACMT):**

“..., el rechazo automático de carga, es un recurso del sistema de potencia para retornar al estado normal de operación, cuando después de una falla el sistema ingresa al estado de emergencia. Cuando la causa de la disminución de la tensión ha sido provocada por una súbita pérdida de una línea de transmisión importante o un equipo que está suministrando potencia reactiva, la velocidad de variación de la tensión puede ser bastante rápida del orden de segundos. Por esta razón, para este escenario, el rechazo manual de carga no es una opción viable, por lo tanto el rechazo automático de carga debe ser utilizado para detener en forma rápida la caída de la tensión y prevenir el colapso de tensión en el SEIN.”¹²

Hay que mencionar que todos los EEP son diseñados y planificados para un sistema de potencia en particular [27].

- **Europa**

La Red Europea de Operadores del Sistema de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) en [28] muestra algunos ejemplos de EEP aplicados dentro de la red europea, ver Tabla I.4.

País	EEP implementado	Objetivo
Albania	<i>Desconexión Automática de Carga:</i> debido a pérdida de líneas específicas o violación de determinados límites (voltaje, corriente)	Evitar la propagación del disturbio por la sobrecarga de rutas de transmisión paralelas.

¹¹ [26] D. Rodríguez, R. Ramírez, and J. C. Pino, “Esquemas Especiales de Protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN): Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación-Año 2007,” 2007. Página 9, Párrafo 8.

¹² [26] D. Rodríguez, R. Ramírez, and J. C. Pino, “Esquemas Especiales de Protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN): Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación-Año 2007,” 2007. Página 11, Párrafo 8.

Bulgaria	<i>Desconexión Automática de Carga:</i> disparo de emergencia de 1000 MW de una unidad de la central nuclear de Kozloduy	Evitar la propagación de disturbios y la separación del sistema eléctrico de Bulgaria. Balancear generación y carga.
Italia	<i>Esquema de desconexión automática de carga</i>	Evitar sobrecargas, problemas de estabilidad, etc.
Grecia	<i>Esquema de desconexión automática de carga:</i> en caso de ocurrencia de contingencias predefinidas	Proteger contra colapsos de voltaje.
Polonia	<i>Disparo preventivo de unidades de generación:</i> activados por las señales de salida de las protecciones de líneas específicas si se cumplen determinadas condiciones previas	Prever la pérdida de sincronismo de los grupos de generación, evitar propagación de disturbios.

Tabla I.4 EEP aplicados en algunos países de la ENTSO-E.

Fuente: [28]

1.4.2. Esquemas de Protección Sistémica de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Los Esquemas de Protección Sistémica – EPS, también conocidos como Sistemas de Protección Sistémica – SPS, tienen como objetivo evitar el colapso total de los sistemas interconectados de potencia; generalmente se recurre a un conjunto de acciones remediales que contemplan la desconexión controlada de un determinado porcentaje de carga y generación del sistema, e incluso se forman islas eléctricas balanceadas en los sistemas interconectados de potencia [6].

Protegen a los sistemas interconectados de potencia de eventos que tienen una baja probabilidad de ocurrencia que están fuera de los criterios habituales de planificación, pero que como ya se mencionó en el párrafo anterior pueden conducir a un colapso total del sistema. Estos sistemas funcionan para minimizar la severidad de las contingencias que colapsan al sistema [29].

El fracaso de los SPS para detectar con precisión las condiciones del sistema que harían que estos actúen, o su incapacidad para llevar a cabo las acciones remediales, planificadas de antemano, puede conducir a perturbaciones del sistema

Empresa Eléctrica Quito que no ha sido desconectada y es abastecida desde el sistema colombiano. La isla 2, está conformada por el resto de subestaciones [30].

CAPÍTULO II

II. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

A continuación se da a conocer cómo está estructurado actualmente el S.N.I. y cuáles son las condiciones de operación. De la misma manera es necesario que el lector pueda entender las condiciones topológicas y operativas que el sistema tendría al año 2017, condiciones en las cuales se realizarán los estudios que se presentan en los capítulos posteriores.

2.1 Estructura Actual

El Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC, define al Sistema Nacional Interconectado (SNI) como *“el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de potencia eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad”*¹³.

En el Anexo 1 se puede ver el mapa geográfico del Sistema Nacional de Transmisión, al año 2014, realizado por CELEC EP – TRANSELECTRIC.

2.1.1. Sistema Nacional de Transmisión

En Ecuador la empresa encargada de administrar el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) es la Corporación Eléctrica del Ecuador, mediante la Unidad de Negocio Transelectric (CELEC EP – TRANSELECTRIC). Dentro de las actividades que realiza Transelectric se encuentran las de planificación, operación y mantenimiento del SNT [32].

A diciembre de 2014, el SNT contó con 50 subestaciones (incluidas 3 subestaciones móviles). A nivel de 230 kV dispone 19 subestaciones (2 son de seccionamiento, 4 con una relación de transformación 230/138 kV, 5 con una relación de transformación 230/69 kV, 7 con una relación de transformación 230/138/69 kV y 1 con una relación de transformación 230/138/46 kV). A nivel de 138 kV dispone de 31 subestaciones (4 son de seccionamiento, 1 con una relación

¹³ [31] CONELEC, “Regulación No. CONELEC - 003/08 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado.” 2008. Página 4.

de transformación 138/22 kV, 2 con una relación de transformación 138/13,8 kV y 24 con una relación de transformación 138/69 kV. En el Anexo 2 se puede ver las características básicas de las subestaciones que son parte del SNT.

A nivel de 230 kV el SNT está constituido por un anillo formado por las subestaciones Molino – Zhoray – Milagro – Dos Cerritos – Pascuales – Quevedo – Baba – Sto. Domingo – Sta. Rosa – Totoras – Riobamba, esta última cierra el circuito con Molino. También existe, al mismo nivel de voltaje, líneas a doble circuito como las siguientes: al sur la conformada entre Pascuales – Trinitaria, al noroccidente se tiene la Quevedo – San Gregorio, al nororiente la conformada entre Santa Rosa – Pomasqui, de esta última subestación salen dos dobles circuitos hacia la subestación Jamondino (Colombia), la otra conexión internacional es el doble circuito a 230 kV que sale de la subestación Machala y llega hasta Zorritos (Perú) [32].

Las líneas a nivel de 138 kV salen de las subestaciones que son parte del sistema de 230 kV, las cuales abastecen a las empresas distribuidoras. A nivel de 138 kV existe otra conexión internacional entre Ecuador y Colombia, mediante la conexión entre las subestaciones Tulcán (Ecuador) – Panamericana (Colombia).

A diciembre de 2014 la longitud de las líneas de transmisión daban un total de 4239,82. En la Tabla II.1 se puede apreciar en más detalle la longitud de las líneas por nivel de voltaje. En el Anexo 3 se pueden ver las características más importantes de las líneas de transmisión de 230 kV y 138 kV.

NIVEL DE VOLTAJE (kV)	LONGITUD CIRCUITOS (km)		TOTAL (km)
	DOBLE	SIMPLE	
230	1023,12	1173,40	2196,52
138	826,06	1217,24	2043,30
LONGITUD TOTAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (km)			4239,82

Tabla II.1 Longitud de las líneas de transmisión.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Centro de Operación (COT)

La configuración de doble barra principal predomina en las subestaciones de 230 kV, mientras que la configuración barra principal y transferencia predomina en las subestaciones de 138 kV [33].

A diciembre de 2014 los transformadores que conforman el SNT tienen una potencia máxima instalada de 8775 MVA, esto no incluye a la potencia destinada a la reserva.

Distribuidos entre algunas subestaciones del SNT, se dispone de 477 MVAR de compensación capacitiva y 125 MVAR de compensación inductiva. En la Tabla II.2 y Tabla II.3 se presentan la compensación capacitiva e inductiva, respectivamente, que dispone el SNT a diciembre de 2014.

COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA			
SUBESTACION	VOLTAJE (KV)	NOMBRE	CAPACIDAD(MVAR)
CARAGUAY	69	C1	12
		C2	12
DOS CERRITOS	69	C1	12
		C2	12
ESMERALDAS	69	C1	12
		C2	12
IBARRA	13,8	C1	6
		C2	6
LAS ESCLUSAS	138	C1	30
LOJA	69	C1	12
MACHALA	13,8	C1	6
		C2	6
MILAGRO	69	C1	18
N. PROSPERINA	69	C1	12
PASCUALES	138	C1	60
		C2	60
	69	C1	12
		C2	12
POLICENTRO	13,8	C1	6
		C2	6
PORTOVIEJO	69	C1	12
		C2	12
		C3	12
POSORJA	69	C1	6
		C2	6
SANTA ELENA	69	C1	12

SANTA ROSA	138	C1	30
		C2	30
		C3	30
TULCAN	13,8	C1	3

Tabla II.2 *Compensación capacitiva del S.N.T.*

Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Centro de Operación (COT)

COMPENSACIÓN REACTIVA INDUCTIVA			
SUBESTACION	VOLTAJE (KV)	NOMBRE	CAPACIDAD(MVAR)
MOLINO	13,8	R1	10
		R2	10
PASCUALES	13,8	RCX	10
		RCW	10
POMASQUI	230	RCW	25
QUEVEDO	13,8	RCW	10
RIOBAMBA	13,8	RCQ	10
SANTA ROSA	13,8	RCX	10
		RCW	10
SANTO DOMINGO	13,8	RCW	10
TOTORAS	13,8	RCQ	10

Tabla II.3 *Compensación inductiva del S.N.T.*

Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Centro de Operación (COT)

2.1.2. Centrales de generación

Para diciembre de 2012 el parque generador con el que se contaba en el Ecuador era de “16 centrales hidroeléctricas estatales de pequeña, mediana y gran capacidad (1 - 1.100 MW) y 39 centrales pequeñas pertenecientes a las empresas de distribución eléctrica, a municipios y a empresas privadas; más de un centenar de centrales térmicas con diferentes combustibles y pertenecientes a diferentes empresas, entre generadoras, distribuidoras, industria privada y petroleras en general.”¹⁴.

Para diciembre de 2012 el número total de centrales de generación, a nivel nacional, fue de 225. Entre todas ellas se tuvo una potencia instalada de 5454,40 MW y una potencia efectiva de 5062,95 MW [32]. En la Figura II.1 se puede ver la potencia efectiva por tipo de central, que se dieron para el año 2012.

¹⁴ [33] CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022.” 2013. Página 11, ítem 2.3 Infraestructura Existente.

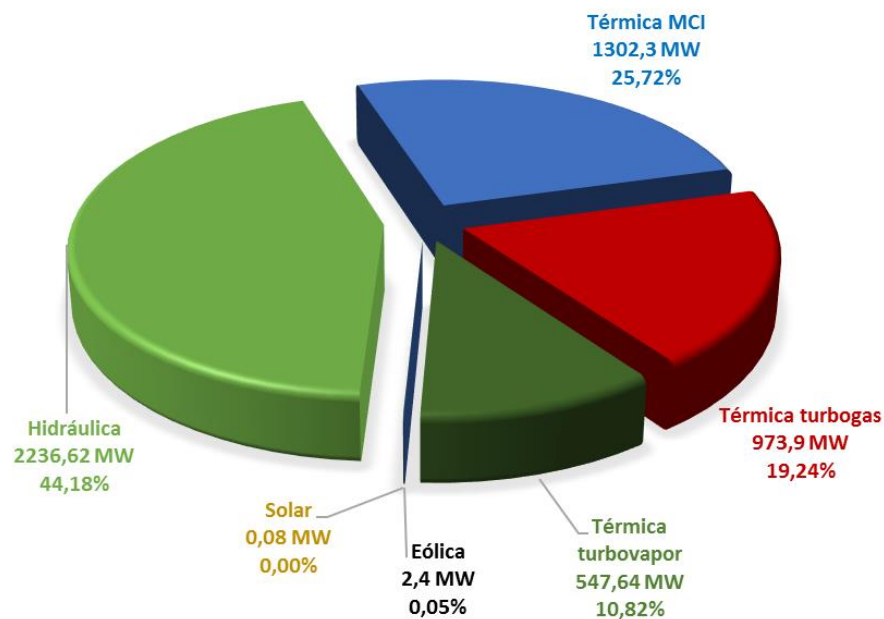


Figura II.1 *Potencia efectiva por tipo de central.*
Fuente: [32]

En el Plan Maestro de Electrificación – PME 2013 – 2022 se puede ver la potencia nominal y efectiva de las empresas del sector eléctrico en el Ecuador, a diciembre de 2012.

Entre los meses de enero y noviembre del año 2014 el Ecuador alcanzó una producción neta de energía de 19726,82 GWh, en la Figura II.2 se desglosa el valor indicado por tipo de generación.

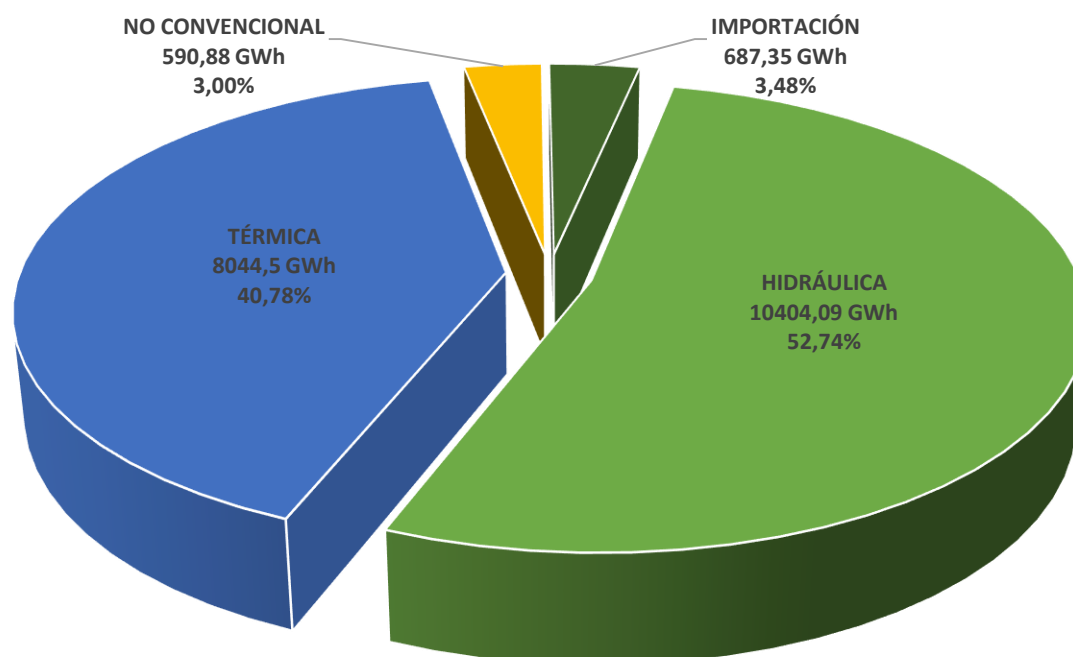


Figura II.2 Producción neta de energía por tipo de central.
Fuente: CENACE, Informes Ejecutivos de Gestión Mensual (Enero – Noviembre)

2.1.3. Distribuidoras

En el Ecuador existen diez empresas de distribución, nueve de las cuales son empresas eléctricas y la restante es la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), la cual está conformada por once unidades de negocio. En la Tabla II.4 se puede apreciar información básica de las empresas de distribución existentes en el Ecuador [33].

DENOMINACIÓN	EMPRESA	PROVINCIAS SERVIDAS	ÁREA DE CONCESIÓN (km²)
Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP)	Bolívar	Bolívar	3.997
	El Oro	El Oro, Azuay	6.745
	Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
	Guayas-Los Ríos	Guayas, Los Ríos, Manabí, Cotopaxi, Azuay	10.511
	Los Ríos	Los Ríos, Guayas, Bolívar, Cotopaxi	4.059

	Manabí	Manabí	16.865
	Milagro	Guayas, Cañar, Chimborazo	6.175
	Guayaquil	Guayas	1.104
	Sta. Elena	Guayas, Sta. Elena	6.774
	Sto. Domingo	Sto. Domingo de los Tsáchilas, Esmeraldas	6.574
	Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37.842
Empresas Eléctricas	Ambato	Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago, Napo	40.805
	Azogues	Cañar	1.187
	Centro Sur	Azuay, Cañar, Morona Santiago	28.962
	Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
	Galápagos	Galápagos	7.942
	Norte	Carchi, Imbabura, Pichincha, Sucumbíos	11.979
	Quito	Pichincha, Napo	14.971
	Riobamba	Chimborazo	5.940
	Sur	Loja, Zamora, Morona Santiago	22.721

Tabla II.4 Empresas de distribución del S.N.I.

Fuente: [33]

La Corporación Nacional de Electricidad abarca un área de 114.907,38 km², lo que equivale al 44,82% de la superficie del territorio nacional, sin embargo, esa superficie comprende el 36,07% de los clientes a nivel nacional [32].

A diciembre de 2012 la *“capacidad en subestaciones (de distribución) a nivel nacional es de 5.349 MVA, de donde 1.735 MVA corresponde a CNEL y 3.614 MVA corresponde a las Es.Es. (Empresas Eléctricas)”*¹⁵.

Para diciembre de 2012 se *“dispone de 30.514 transformadores trifásicos y 199.469 transformadores monofásicos, lo que representa una capacidad instalada de 8.332 MVA, de los cuales, 2.430 MVA se encuentran en CNEL y 5.902 MVA se encuentran en las Es.Es. (Empresas Eléctricas)”*¹⁶.

Hasta diciembre de 2012 las distribuidoras contaban con 46 centrales de

¹⁵ [32] CONELEC, “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2012” 2014. Página 311, párrafo 3.

¹⁶ [32] CONELEC, “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2012” 2014. Página 311, párrafo 6.

generación, CNEL disponía 10 y las empresas eléctricas las 36 restantes. La potencia nominal y efectiva de estas centrales era de 473,31 MW y 430,73 MW, respectivamente, las Empresas Eléctricas disponen la mayoría de esa potencia, con 452,32 MW de potencia nominal y 416,54 MW de potencia efectiva [32].

2.2 Descripción del SNI al año 2017

En el Anexo 4 se presenta el diagrama unifilar de la topología del SNI al año 2017, donde se puede observar el anillo de 230 kV y la red de 500 kV.

2.2.1. Expansión de la Generación

El actual Gobierno está haciendo una importante inversión en el sector eléctrico, ha planificado la construcción de grandes proyectos de generación hidroeléctrica como Toachi Pilatón de 253 MW, Minas San Francisco de 276 MW, Sopladora de 487 MW y Coca Codo Sinclair de 1500 MW [33].

En la Tabla II.5 se puede apreciar las características principales de los proyectos más representativos para el SNI, a desarrollarse desde el año 2014 hasta el año 2017, incluido los ocho proyectos emblemáticos (Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco, Delsi Tanisagua, Manduriacu, Mazar Dudas, Toachi Pilatón, Quijos, Sopladora), los cuales ingresarán al SNI hasta el año 2016 [33].

Operación completa	Proyecto/Central	Empresa/Institución	Tipo	Potencia (MW)	Provincia/Cantón
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	50	Pichincha/Quito
mar-14	Mazar - Dudas	CELEC EP - Hidroazogues	Hidroeléctrico	21	Cañar/Azogues
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	96	Esmeraldas/Esmeraldas
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	4	Zamora Ch./Zamora
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enernorte	Hidroeléctrico	60	Pichincha/Quito
dic-14	Machala Gas 3ra Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	70	El Oro/Machala
dic-14	Generación Térmica	CELEC EP	Termoeléctrico	150	Guayas/Guayaquil
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	487	Azuay y Morona S./Sevilla de Oro y Santiago de Méndez
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoapi EP	Hidroeléctrico	253	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi/Mejía, Sto. Dom. de los Tsáchilas, Sigchos
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	100	El Oro/Machala
dic-15	Delsi - Tanisagua	CELEC EP - Gensur	Hidroeléctrico	116	Zamora Ch./Zamora
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enernorte	Hidroeléctrico	50	Napo/Quijos
ene-16	Minas - San Francisco	CEELC EP - Enerjubones	Hidroeléctrico	276	Azuay/Cuenca
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	Hidroeléctrico	1500	Napo y Sucumbíos/Chaco y Lumbaquí
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	Hidroeléctrico	18,7	Napo/Archidona
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	80	Pichincha/P. Vicente Maldonado
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Termoeléctrico	250	Guayas/Guayaquil
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Termoeléctrico	125	Guayas/Guayaquil

Tabla II.5 Proyectos representativos del S.N.I.

Fuente: [33]

2.2.2. Expansión de la Transmisión

En el Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022 se encuentran detallados los 23 proyectos planificados a realizarse en el SNT, en el período comprendido entre los años 2014 – 2017. Sin embargo los proyectos relacionados con el “Proyecto de Extra Alta Tensión a 500 kV y Obras Asociadas a 230 kV” se detallan en la Tabla II.6.

Etapas	Detalle	Objetivo
FASE I (entra en operación junio 2015)	a) Incorporación Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair	Evacuación de la energía de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.
	L/T El Inga - San Rafael 500 kV, circuito 1.	
	L/T San Rafael - Coca Codo Sinclair 500 kV, circuito 1.	
	S/E El Inga 500/230 kV, 1800 MVA.	
	S/E San Rafael 500/230 kV, 450 MVA.	Evacuación de energía de la central hidroeléctrica Sopladora.
	b) Incorporación Central Hidroeléctrica Sopladora	
	L/T Sopladora - Taday 230 kV, dos circuitos.	
	L/T Taday - Taura 230 kV, dos circuitos.	
	c) Reforzamiento conexión de Central H. Coca Codo Sinclair	

FASE II (entra en operación octubre 2015)	L/T El Inga - San Rafael 500 kV, circuito 2.	Evacuación de la energía de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.
	L/T San Rafael - Coca Codo Sinclair 500 kV, circuito 2.	
	d) Zona Nororiental	Abastecimiento de energía a la zona nororiental del país, incluido el sector petrolero estatal.
	L/T San Rafael - Jivino 230 kV, dos circuitos.	
	L/T Jivino - Shushufindi 230 kV, dos circuitos.	
	S/E Jivino 230/69 kV, 167 MVA.	
	S/E Shushufindi 230/138 kV, 300 MVA.	
FASE III (entra en operación octubre 2016)	e) Zona Sierra Centro	Reforzamiento del sistema de transmisión y suministro a zona central del país.
	L/T El Inga - Tisaleo 500 kV, un circuito.	
	L/T Tisaleo - Totoras 230 kV, dos circuitos.	
	S/E Tisaleo 500/230 kV, 450 MVA.	
	S/E Totoras 230/138 kV, ampliación.	Reforzamiento del sistema de transmisión y suministro a zona de Guayaquil.
	f) Zona Costa	
	L/T Tisaleo - Chorrillos 500 kV, un circuito.	
	L/T Chorrillos - Pascuales (Seccionamiento SNT), dos circuitos.	
	S/E Chorrillos 500/230 kV, 900 MVA.	
	S/E Pascuales y otras, actualización sistema de protecciones.	

Tabla II.6 *Proyectos relacionados con el “Proyecto de Extra Alta Tensión a 500 kV y Obras Asociadas a 230 kV”.*

Fuente: [34]

2.3 Condiciones Actuales de Operación

A continuación se presenta cuáles son las condiciones de operación del SNI.

2.3.1. Perfiles de Voltaje

En condiciones de operación normal y de emergencia los perfiles de voltaje de las barras del SNI deben mantenerse dentro de los valores establecidos por el CONELEC, esto con el fin de mantener las condiciones de calidad y seguridad en el sistema. A continuación, en la Tabla II.7 se presentan los valores de las bandas de operación.

NIVEL DE VOLTAJE (kV)	CONDICIONES DE OPERACIÓN			
	NORMAL		EMERGENCIA	
230	+7%	-5%	+10%	-10%
138	+5%	-7%	+10%	-10%
69	+3%	-3%	+7%	-7%

Tabla II.7 *Bandas de operación de voltajes de las barras del S.N.T.*

Fuente: [35]-[2]

En las siguientes figuras se muestran las bandas de operación de los voltajes de las barras del SNI, las cuales han sido tomadas del período de alta hidrología del año 2014.

En la Figura II.3 y la Figura II.4 se presentan los valores promedio de la banda de operación del voltaje de las barras de 230 kV del SNI.

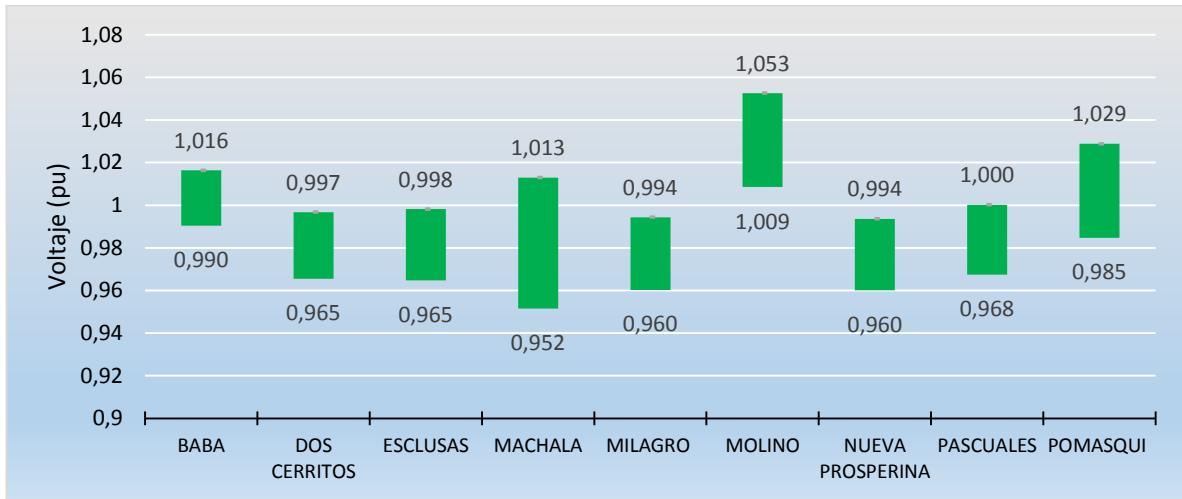


Figura II.3 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 230 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

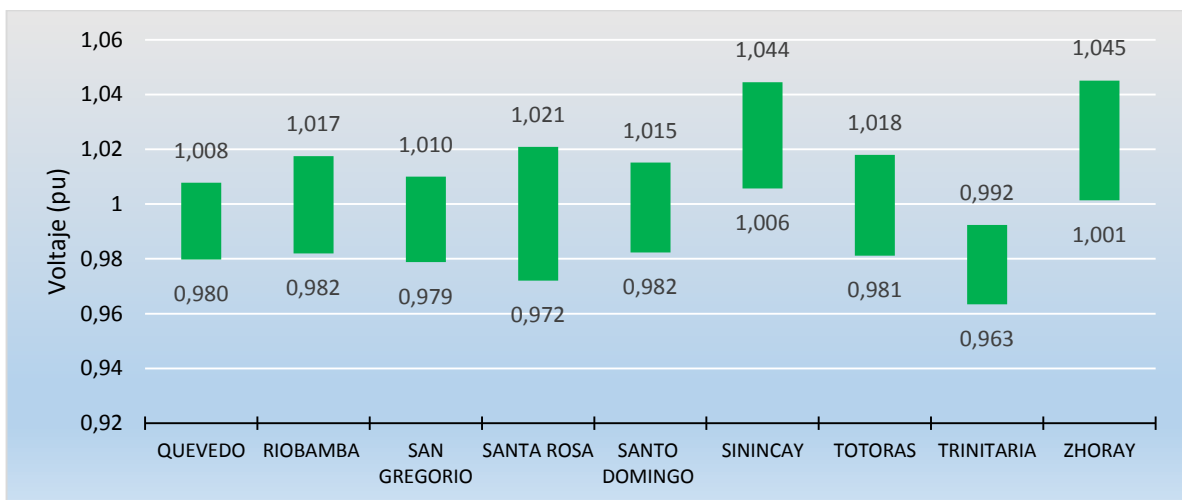


Figura II.4 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 230 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

Como se puede ver, los voltajes de las barras de 230 kV se encuentran dentro de

la banda de operación establecida por el CONELEC.

De la misma manera, en la Figura II.5 y la Figura II.6 se presentan los valores promedio de la banda de operación del voltaje de las barras de 138 kV del SNI.

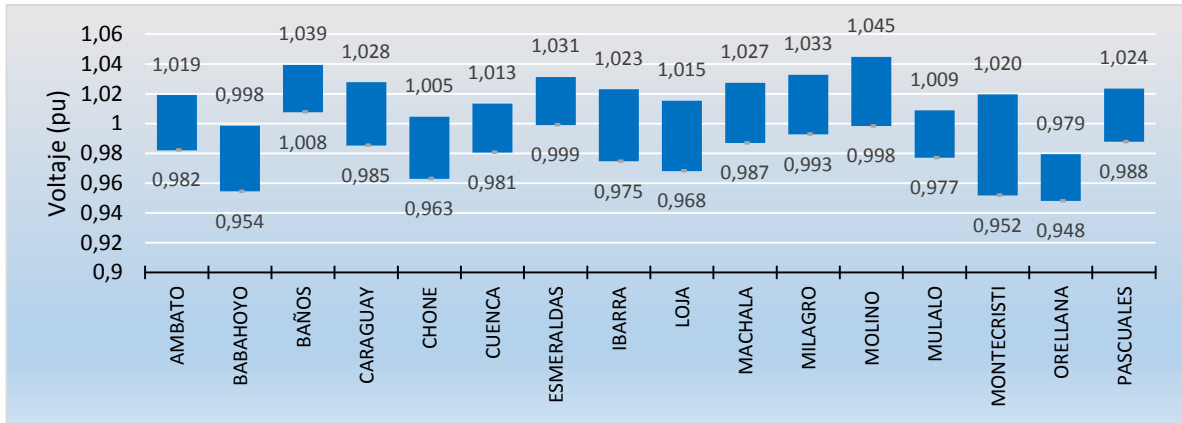


Figura II.5 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 138 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

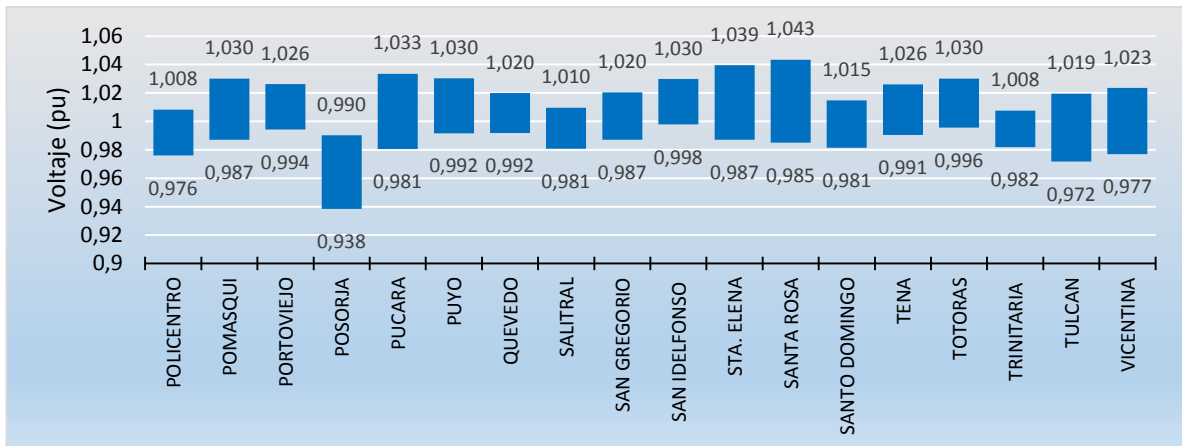


Figura II.6 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 138 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

Los voltajes de las barras de 138 kV también se encuentran dentro de los valores límites permitidos.

En la Figura II.7 y la Figura II.8 se presentan los valores promedio de la banda de operación del voltaje de las barras de 69 kV del SNI.

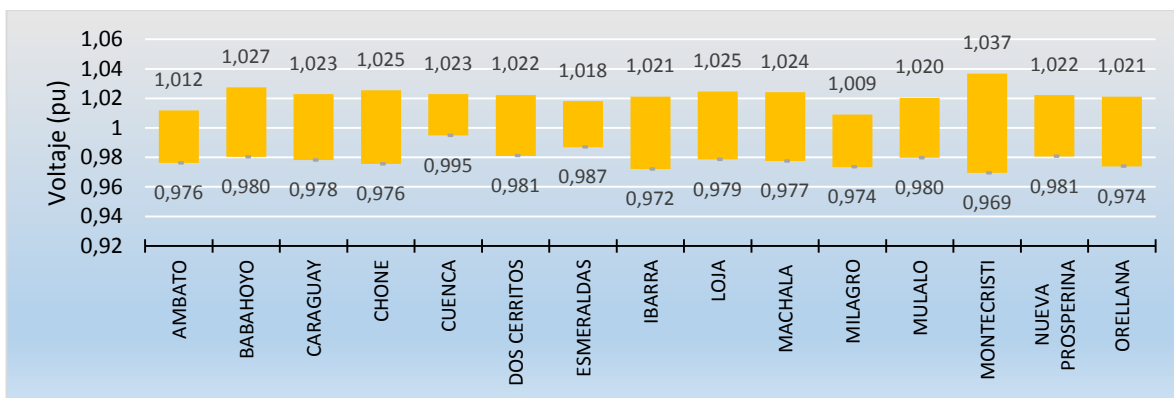


Figura II.7 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 69 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

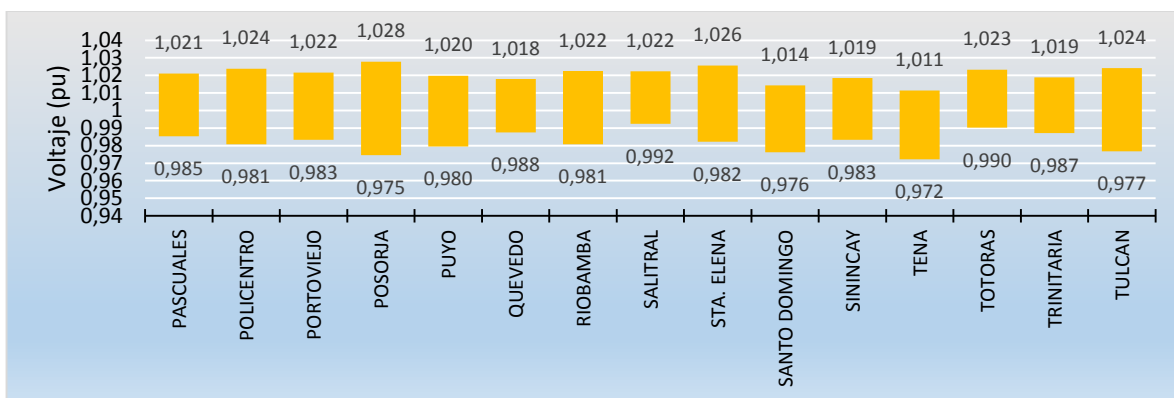


Figura II.8 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 69 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

En 69 kV la única barra que supera el límite de operación normal es Montecristi.

Finalmente en la Figura II.9 se presenta los valores promedio de la banda de operación del voltaje de las barras de 46 kV del SNI.

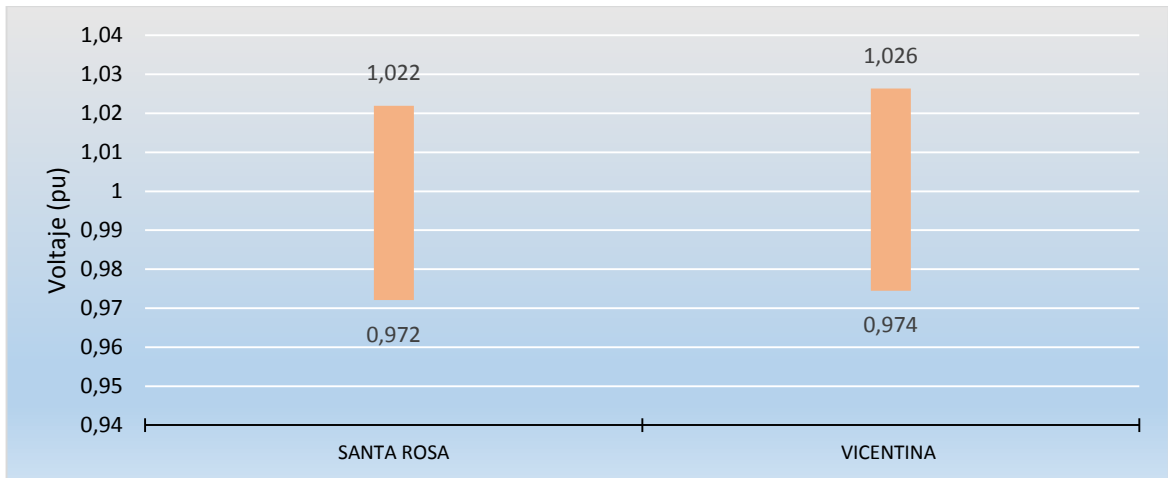


Figura II.9 Valores promedio de las bandas de operación de las barras de 46 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

Los voltajes de las barras de 46 kV se encuentran dentro de los valores límites permitidos.

2.3.2. Cargabilidad de líneas y transformadores

A continuación en la Figura II.10 se presentan los valores promedio de los niveles de cargabilidad de las líneas de 230 kV del SNT, presentados en el período de alta hidrología del año 2014, no se presentan gráficas para el período de baja hidrología ya que a la fecha de realización de esta tesis no se dispone todos los datos del período de baja hidrología, sin embargo debe indicarse que las transferencias de potencia en la baja hidrología son menores.

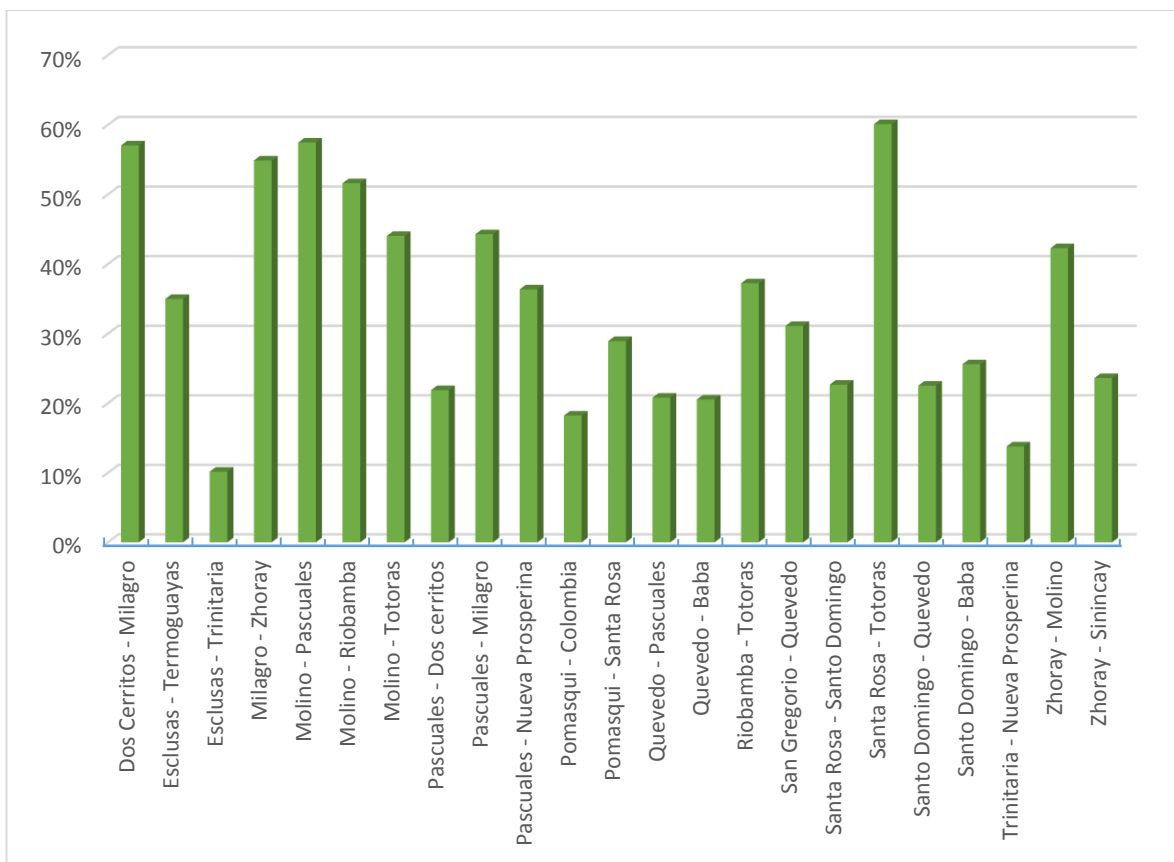


Figura II.10 Valores promedio de cargabilidad de las líneas de transmisión de 230 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

Como se puede ver, ninguna línea de 230 kV sobrepasa el 80% de su capacidad.

La Figura II.11 y Figura II.12 presenta los valores promedio de los niveles de cargabilidad de las líneas de 138 kV del SNT.

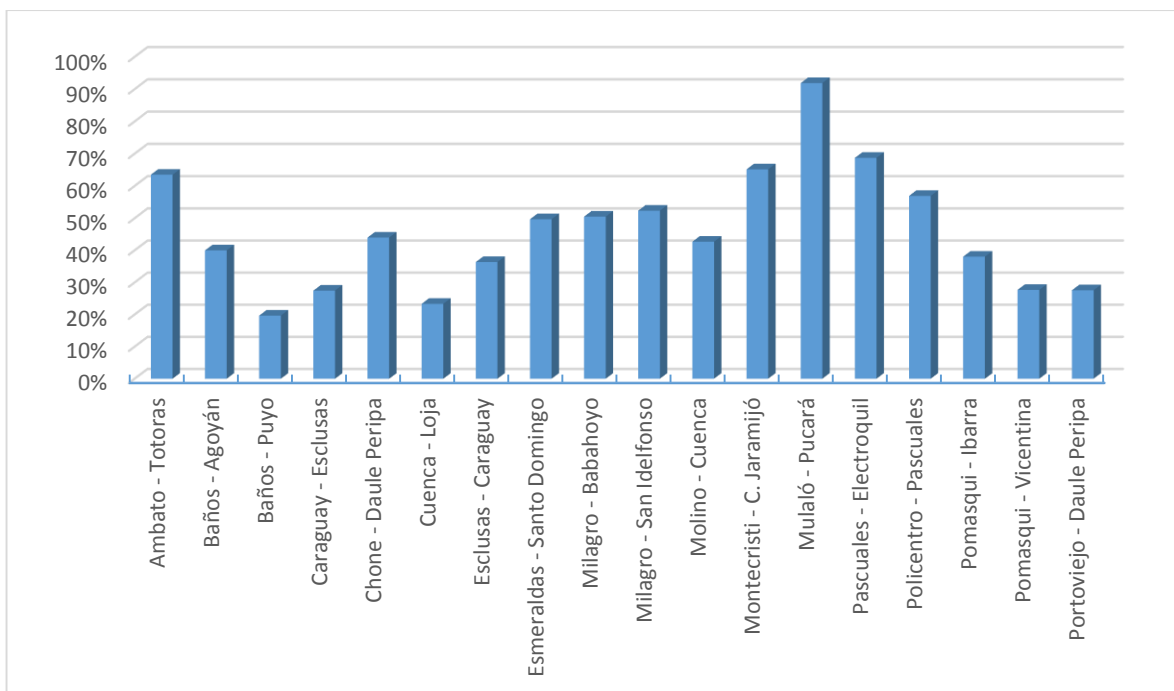


Figura II.11 Valores promedio de cargabilidad de las líneas de transmisión de 138 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

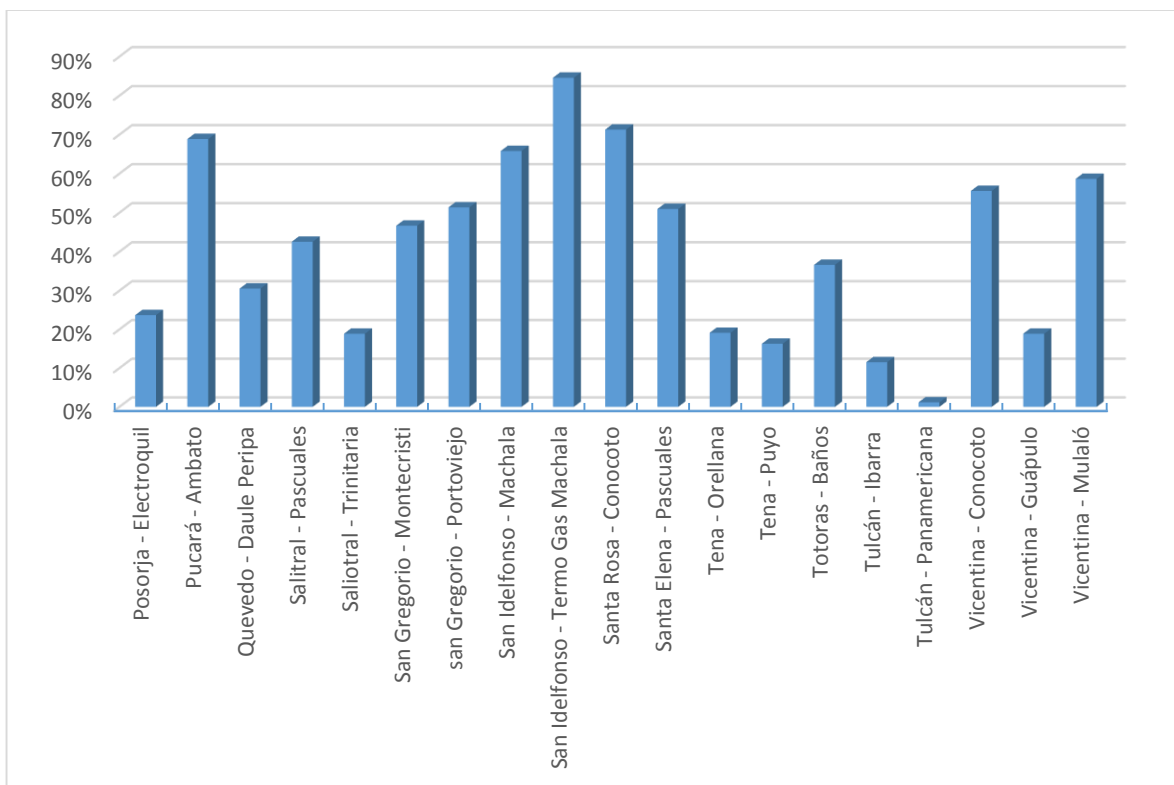


Figura II.12 Valores promedio de cargabilidad de las líneas de transmisión de 138 kV del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

Tanto la línea de transmisión Mulaló – Pucará como la San Idelfonso – Termo Gas Machala superan el 80% de su capacidad.

La Figura II.13 presenta la cargabilidad promedio de los transformadores con relación de transformación 230/138 kV y 230/69 kV.

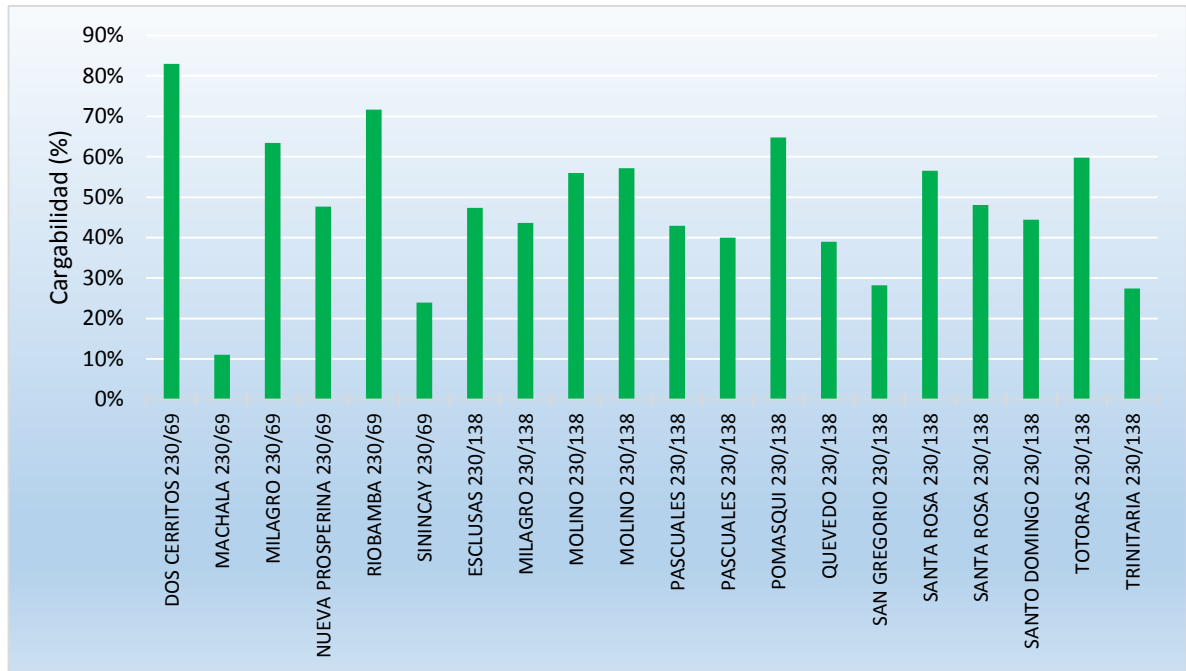


Figura II.13 Valores promedio de cargabilidad de los transformadores del S.N.T.

Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

La Figura II.14 presenta la cargabilidad promedio de los transformadores con relación de transformación 138/69 kV, 138/46 kV y 138/34,5 kV.

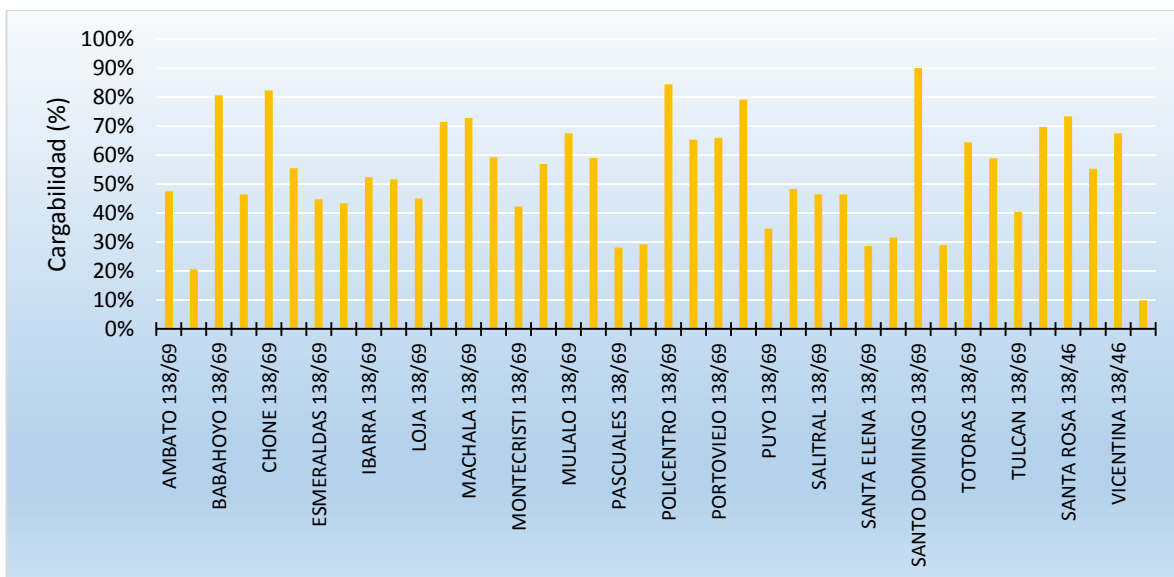


Figura II.14 Valores promedio de cargabilidad de los transformadores del S.N.T.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

En [36] se determinó que “para la ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio que: una vez que se alcance la capacidad FA (80% de la capacidad máxima) se equipa con un nuevo transformador en paralelo o se reemplaza al existente por uno de mayor capacidad”¹⁷

Los transformadores que superan el 80% de su capacidad se indican en la Tabla II.8.

TRANSFORMADOR	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	CARGABILIDAD PROMEDIO	
		(MVA)	(%)
Dos Cerritos 230/69 kV	165	137	83
Babahoyo 138/69 kV	66,7	54	81
Chone 138/69 kV	60	49	82
Policentro 138/69 kV	150	127	84
Santo Domingo 138/69	100	90	90

Tabla II.8 Transformadores del S.N.T. con cargabilidad mayor al 80%.
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Estadística Operativa – Centro de Operación (COT)

“La zona norte del país es en la actualidad deficitaria en cuanto a oferta de energía, dependiendo la seguridad del suministro en gran parte de la confiabilidad

¹⁷ [36] CELEC EP - TRANSELECTRIC, “PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN PERÍODO 2010-2020.” Oct-2009. Página 17, Párrafo 3.

operativa de la línea de transmisión 230 kV Totoras – Santa Rosa, cuando no se dispone de la energía importada de Colombia”¹⁸.

La línea de transmisión Tena – Francisco de Orellana, que opera a 138 kV, abastece de energía a las provincias de Orellana y Sucumbíos, ubicadas al nororiente del país, sin embargo no llega a satisfacer toda la demanda, de tal manera que ha sido necesario recurrir a generación termoeléctrica local. Por otra parte también se debe mencionar que la línea de transmisión Tena – Francisco de Orellana, al atravesar por zonas con mucha vegetación y cuyo clima presenta condiciones atmosféricas desfavorables, tiene una confiabilidad operativa deficiente [33].

2.3.3. Protecciones Sistémicas

A continuación, en la Tabla II.9 se presenta las protecciones sistémicas implementadas en el SNI a diciembre de 2014.

ESQUEMA	OBJETIVO	CONDICIÓN	ELEMENTO MONITOREADO	ACCIÓN REMEDIAL
Esquema Santa Rosa - Totoras	Evitar colapso total o parcial del SNI	Se activa si el flujo de potencia activa por la L/T Santa Rosa – Totoras supera un valor establecido para cada tipo de demanda. El disparo de generación en Paute se activa si la importación desde Colombia es menor a un valor establecido para cada tipo de demanda.	Se monitorea la apertura de uno de los disyuntores de las bahías Totoras 1 o Totoras 2 de la S/E Santa Rosa y flujo cercano a 0 por el circuito cerrado	Desconexión de cierto porcentaje de carga y generación y formación de dos islas eléctricas
Protección de autotransformadores ATU y ATT de la S/E Santa Rosa 230/138 kV	Evitar colapso de la zona norte	Se activará cuando se realice mantenimiento a cualquiera de los dos autotransformadores	Se monitorea el disparo del autotransformador que estece trabajando mientras el otro esté fuera de servicio	Disparo de las posiciones TRN y TRP de la S/E Santa Rosa 138 kV

¹⁸ [33] CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022” 2014. Página 127, ítem 3.3.6. Operación a 500 kV del enlace Quito – Guayaquil.

Protección del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras	Evitar el disparo del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras por sobrecarga sostenida	Habilitación permanente	Si la transferencia por el autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras es superior a 148 MVA, por un tiempo mayor a 10 minutos	Disparo de la posición Ambato en la S/E Totoras 138 kV
Protección de la generación de Refinería en S/E Esmeraldas	Evitar el abastecimiento súbito de la S/E Esmeraldas con la generación de la Refinería	Habilitación permanente	Disparo de las posiciones Santo Domingo 1 y 2 en la S/E Esmeraldas 138 kV y detectando flujo = 0 MW	Disparo de la posición Refinería en la S/E Esmeraldas 69 kV
Protección ante el disparo del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Quevedo	Evitar un colapso por bajo voltaje en la zona de Manabí	Generalmente se activa cuando se encuentra indisponible la Central Marcel Laniado	Disparo de las posiciones de alta y/o baja del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Quevedo	Salida de toda la carga de la S/E Quevedo, mediante disparo automático de la barra de 138 kV de la S/E Quevedo
Protección ante el disparo de uno de los autotransformadores AA1 o AA2 138/69 kV en la S/E Portoviejo	Evitar el disparo del segundo transformador por sobrecarga y consecuente colapso de toda la subestación Portoviejo 69 kV	Se activa cuando la suma de la potencia aparente de los dos transformadores sea mayor a 112 (+2) MVA (capacidad por 20 minutos de un transformador en condiciones de emergencia)	Disparo de uno de los autotransformadores AA1 o AA2 138/69 kV en la S/E Portoviejo	Desconexión de parte de la carga de la S/E Portoviejo, mediante disparo automático de la posición Jipijapa en la subestación Portoviejo 69 kV
Protección ante el disparo de uno de los autotransformadores ATQ o ATR 138/69 kV en la S/E Machala	Evitar el disparo del segundo transformador por sobrecarga y consecuente colapso de toda la subestación Machala 69 kV	Se activa cuando la suma de la potencia aparente de los dos transformadores sea mayor a 80 (+2) MVA (capacidad por 20 minutos de un transformador en condiciones de emergencia)	Disparo de uno de los autotransformadores ATQ o ATR 138/69 kV en la S/E Machala	Desconexión de parte de la carga de la S/E Machala, mediante disparo automático de la posición Emeloro 1 en la subestación Machala 69 kV
Protección ante el disparo del autotransformador ATU 230/138 kV	Evitar problemas de bajos voltajes en la zona norte del Ecuador,	El flujo de potencia activa sumado entre las posiciones Eugenio Espejo +	Apertura intempestiva de al menos un disyuntor de las posiciones de baja y/o alta del autotransformador ATU	Disparo de las cargas asignadas, de acuerdo a: Si $280 \text{ MW} < F < 360 \text{ MW}$,

en la S/E Pomasqui	sobrecargas en el corredor Vicentina - Conocoto - Santa Rosa 138 kV y el posible disparo por sobre carga de la L/ST Santa Rosa - Eugenio Espejo de 138 kV de la EEQSA	Selva Alegre de la S/E Santa Rosa 138 kV + ATU 230/138 kV de la S/E Pomasqui	230/138 kV de la S/E Pomasqui	entonces una carga (S/E No 18 Cristianía). Si F mayor a 360 MW, entonces dos cargas, (S/E No 18 Cristianía + S/E No 57 Pomasqui)
Protección en la S/E Esmeraldas, ante el disparo de un circuito de la L/T Esmeraldas – Sto. Domingo 138 kV	Mantener la operación de la zona conformada por la generación de las centrales térmicas Esmeraldas I y II y la carga correspondiente a la S/E Esmeraldas	Debe habilitarse cuando el flujo total por los circuitos Esmeraldas – Santo Domingo 138 kV y Esmeraldas – Quinindé 138 kV sea mayor que 141 MVA (Se activa principalmente ante la disponibilidad total de las Centrales Térmicas Esmeraldas I y II.)	Disparo de uno de los circuitos: Esmeraldas – Santo Domingo 138 kV, o Esmeraldas – Quinindé 138 kV, aun cuando la posiciones estén transferidas	Disparo automático de la central Esmeraldas II, evitando el disparo del circuito que se queda en servicio de la L/T Esmeraldas - Santo Domingo 138 kV por sobrecarga
Protección por bajo voltaje en Subestación Ibarra	Evitar un eventual colapso de voltaje en la Zona Norte del S.N.I. ante contingencias en elementos de transmisión	Activación permanente	Bajos voltajes en la subestación Ibarra	Apertura automática de las posiciones Pomasqui 1 y 2 en la S/E Ibarra 138 kV, cuando el voltaje en la barra de 138 kV de la S/E Ibarra permanezca por un tiempo mayor a 500 ms por debajo de un valor aproximado de 121,44 kV (0.88 pu)

Tabla II.9 *Protecciones sistémicas del S.N.I. a diciembre de 2014.*
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Centro de Operación (COT)

2.4 Condiciones Futuras de Operación

Las condiciones de operación de la futura topología del SNT permitirán mejorar los perfiles de voltaje, reducir las pérdidas de transmisión y aumentar la confiabilidad del sistema [37].

2.4.1. Niveles de Voltaje

Para octubre del año 2016, con la entrada en operación del Sistema de Extra Alta Tensión a 500 kV, el SNT operará con los siguientes niveles de voltaje:

- 500 kV
- 230 kV
- 138 kV
- 69 kV

A continuación, en la Tabla II.10 se presentan los valores de las bandas de operación para las barras de 500 kV.

NIVEL DE VOLTAJE (kV)	CONDICIONES DE OPERACIÓN			
	NORMAL		EMERGENCIA	
500	+5%	-5%	+7%	-7%

Tabla II.10 Bandas de operación de los voltajes de las barras de 500 kV del S.N.T.
Fuente: [38]

2.4.2. Subestaciones

El SNT cuenta, a diciembre de 2014, con 50 subestaciones, las cuales se indican en el Anexo 2. Para el año 2017 contará con 69 subestaciones. A continuación en la Tabla II.11 se puede ver las 19 subestaciones que se irán incorporando hasta el año mencionado.

SUBESTACIÓN	NIVEL VOLTAJE
Bomboiza	230/69
Chorrillos	500/230
Cumbaratza	138/69
Durán	230/69

Inga	500/230/138
Jivino	230/69
Nueva Salitral	230/69
Orquídeas	230/69
Ref. del Pacífico	Seccionamiento 230
San Juan	230/69
San Rafael	500/230
Shushufindi	230/138
Tabacundo	230/138/69
Taday	Seccionamiento 230
Taura	Seccionamiento 230
Tisaleo	500/230
Tortugo	Seccionamiento 230
Troncal	230/69
Yanacocha	138/69

Tabla II.11 *Subestaciones adicionales del S.N.T. al año 2017.*
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Centro de Operación (COT)

2.4.3. Compensación reactiva

Adicional a la compensación reactiva del SNT presentada en la Tabla II.2 y Tabla II.3, para las condiciones topológicas del año 2017 el SNT contará con la compensación reactiva capacitiva e inductiva que se presenta en la Tabla II.12 y Tabla II.13, respectivamente.

COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA		
SUBESTACION	VOLTAJE (KV)	CAPACIDAD(MVAR)
ESCLUSAS	230	60
	138	30
SHUSHUFINDI	138	50
ESMERALDAS	69	12
SAN GREGORIO	138	30

Tabla II.12 *Compensación capacitiva adicional al año 2017.*
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Centro de Operación (COT)

COMPENSACIÓN REACTIVA		
SUBESTACION	VOLTAJE (KV)	CAPACIDAD(MVAR)
CHORRILLOS	500	120
TISALEO	500	30
		30
SAN RAFAEL	500	30
		30
INGA	500	30
		30
		90

Tabla II.13 *Compensación inductiva adicional al año 2017.*
Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, Centro de Operación (COT)

Dando un total de 659 MVAR de compensación capacitiva y 515 MVAR de compensación inductiva.

2.4.4. Compensador de potencia reactiva estático (SVC)

Para las condiciones topológicas del año 2017 el SNI dispondrá de un SVC de 150 MVAR (120 MVAR capacitivos y 30 MVAR inductivos). El elemento estará ubicado en la subestación Chorrillos, en la barra de 230 kV.

CAPÍTULO III

III. DETERMINACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS CRÍTICAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Este capítulo está encaminado a identificar y caracterizar las contingencias críticas del S.N.I. considerando los cambios topológicos al año horizonte 2017. La identificación de las contingencias críticas se lo hará con ayuda de la herramienta “*Contingency Analysis*” y “*Stability*” del software *PowerFactory* de *DlgSILENT*. Posteriormente se procederá a caracterizar a las contingencias críticas, esto se lo realizará mediante el análisis de las simulaciones dinámicas de las contingencias a través de la herramienta “*Stability*” del software mencionado.

3.1 Modelación de los elementos del Sistema Nacional Interconectado

Los distintos elementos que forman parte del SNI deben ser modelados en la base de datos de *PowerFactory*.

Primeramente deben ser creados los diferentes “tipos” de cada uno de los elementos, de tal manera que se tendrá “tipos de líneas”, “tipos de transformadores”, “tipos de generadores”, etc., en las ventanas de creación de cada uno de los “tipos” se ingresa la información de los diferentes parámetros de los elementos, como voltaje nominal, frecuencia, impedancias, material y otros.

La creación y asignación de los “tipos” a los elementos ahorra tiempo y trabajo, debido a que si, por ejemplo, la L/T A, L/T B y L/T C tienen los mismos parámetros, ya no se deberá ingresar los mismos parámetros en cada una de las líneas, simplemente se le asignará el mismo “tipo de línea” a cada una de las líneas mencionadas, cambiando únicamente datos como longitud de la línea en la ventana de edición de cada una de las líneas.

Una vez creados los “tipos” se deberá asignar el “tipo” a cada elemento del sistema.

3.1.1. Líneas de transmisión

Los parámetros a ingresar en la creación de los “tipos de líneas” se pueden ver en la Figura III.1 y la Figura III.2.

Line Type - Network Data\Ecuador\Library\LINEAS\LINEAS 500\500_3X1100_ACAR.TypLine

Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description
 RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization | State Estimator
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363

Name: 500_3X1100_ACAR

Rated Voltage: 500. kV

Rated Current: 2.73 kA

Nominal Frequency: 60. Hz

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 No. of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence

Resistance R' (20°C): 0.020226 Ohm/km

Reactance X': 0.360821 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence

Resistance R0': 0.23439 Ohm/km

Reactance X0': 0.975238 Ohm/km

Impedancia de secuencia positiva y negativa.

Impedancia de secuencia cero.

• Voltaje, corriente y frecuencia nominales.
 • Línea (aérea, etc.).
 • Número de fases.

Figura III.1 *Parámetros de ingreso en la ventana de “tipos de líneas”.*
Fuente: PowerFactory

Line Type - Network Data\Ecuador\Library\LINEAS\LINEAS 500\500_3X1100_ACAR.TypLine *

Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description
 RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization | State Estimator
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363

Parameters per Length 1,2-Sequence

Max. Operational Temperature: 80. °C

Resistance R' (20°C): 0.020226 Ohm/km

Conductor Material: Aluminium

Parameters per Length 1,2-Sequence

Susceptance B': 4.59142 uS/km

Ins. Factor: 0.

Parameters per Length Zero Sequence

Susceptance B0': 2.99305 uS/km

Ins. Factor: 0.

Susceptancia de secuencia positiva y negativa.

Susceptancia de secuencia cero.

Material del conductor.

Figura III.2 *Parámetros de ingreso en la ventana de “tipos de líneas” (cont.).*
Fuente: PowerFactory

En la Figura III.3 se muestra los parámetros a ingresar en la ventana de edición de líneas.

Line - Red 230\L_CHOR_TSAL_5_1.ElmLine

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization
 State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Name: L_CHOR_TSAL_5_1

Type: ...rary\LINEAS\LINEAS 500\500_3X1100_ACAR

Terminal i: Red 230\R1_Chon500\Cub_1

Terminal j: Red 230\R1_Tsal500\Cub_1

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: ...

Length of Line: 200 km

Derating Factor: 1

Resulting Values

Rated Current	2.73 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	72.27749 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	86.79161 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	4.0452 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	72.1642 Ohm
Zero Seq. Impedance, Z0	72.1642 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	72.1642 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	518.4114 A
Earth Factor, Magnitude	0.600157
Earth Factor, Angle	-16.0085 deg

Type of Line: Overhead Line

Line Model

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

Sections/Line Loads

Figura III.3 *Parámetros de ingreso en la ventana de edición de líneas.*
Fuente: PowerFactory

3.1.2. Transformadores

Los parámetros a ingresar en la creación de los “tipos de transformadores” se pueden ver en la Figura III.4 y Figura III.5.

3-Winding Transformer Type - ...rk Data\Ecuador\Library\TRAFOS\Trafo Chorrillos 600 MVA 500/230

State Estimator	Reliability	Generation Adequacy	Tie Open Point Opt.
ANSI Short-Circuit	IEC 61363	RMS-Simulation	EMT-Simulation

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Name: Trafo Chorrillos 600 MVA 500/230

Rated Power		Rated Voltage	
HV-Side	600 MVA	HV-Side	500 kV
MV-Side	600 MVA	MV-Side	230 kV
LV-Side	200 MVA	LV-Side	34.5 kV

Vector Group

Side	Group	Phase Shift
HV-Side	YN	0 *30deg
MV-Side	YN	0 *30deg
LV-Side	D	1 *30deg

Name: YN0yn0d1

Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers
e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)

Positive Sequence Impedance		Copper Losses	
Short-Circuit Voltage uk		HV-MV	0. kW
HV-MV	11.69 %	MV-LV	0. kW
MV-LV	9.006667 %	LV-HV	0. kW
LV-HV	13.68333 %		

Zero Sequence Impedance		SHC-Voltage, Real Part	
Short-Circuit Voltage uk0		HV-MV	0. %
HV-MV	11.69 %	MV-LV	0. %
MV-LV	9.006667 %	LV-HV	0. %
LV-HV	13.68333 %		

Pocket Calculator

A tool that transforms commonly measured impedance values into equivalent star-impedances

Figura III.4 Parámetros de ingreso en la ventana de “tipos de transformadores”.
Fuente: PowerFactory

3-Winding Transformer Type - ...rk Data\Ecuador\Library\TRAFOS\Trafo Chorrillos 600 MVA 500/230.TypTr3

State Estimator	Reliability	Generation Adequacy	Tie Open Point Opt.	Description
ANSI Short-Circuit	IEC 61363	RMS-Simulation	EMT-Simulation	Optimization

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Tap HV-Side

Parameter	Value
Add. Voltage per Tap	0. %
Phase of du	0. deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap MV-Side

Parameter	Value
Add. Voltage per Tap	1.22 %
Phase of du	0. deg
Neutral Position	0
Min. Position	-10
Max. Position	10

Tap LV-Side

Parameter	Value
Add. Voltage per Tap	0. %
Phase of du	0. deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Magnetizing Reactance

Parameter	Value
Position	Star Point
No Load Current	0. %
No Load Losses	0. kW

Zero Sequence Magnetizing Reactance

Parameter	Value
Position	Star Point
No Load Current	0. %

Tap Modelled at: Star Point

Tap:

- Porcentaje de variación en cada cambio de paso.
- Posición máxima, mínima y neutral del tap.

Figura III.5 Parámetros de ingreso en la ventana de “tipos de transformadores” (cont.).
Fuente: PowerFactory

En la Figura III.6 y Figura III.7 se muestran los parámetros a ingresar en la ventana de edición de transformadores.

3-Winding Transformer - Red 230\T_CHORR_1ElmTr3

IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization | State Estimator
 Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit

Name: T_CHORR_1
 Type: ...rary\TRAFOS\Trafo Chomilos 600 MVA 500/230
 HV-Side: Red 230\Chomilos 500\Cub_1
 MV-Side: Zona Pascuales\Chomilos 230\Cub_14
 LV-Side: Red 230\Chomilos_1_34.5\Cub_1
 Zone: HV-Side
 Area: HV-Side

☐ Out of Service ☐ External Star Point
 Number of parallel Transformers: 1
 Auto Transformer: none

Thermal Rating
 HV-Side: ...
 MV-Side: ...
 LV-Side: ...

Rating Factor
 HV-Side: 1.0000 MV-Side: 1.0000 LV-Side: 1.0000

Internal Grounding Imp., HV Side
 Star Point: Connected
☐ Petersen Coil
 Resistance, Re: 0.000 Ohm
 Reactance, Xe: 0.000 Ohm

Internal Grounding Imp., MV Side
 Star Point: Connected
☐ Petersen Coil
 Resistance, Re: 0.000 Ohm
 Reactance, Xe: 0.000 Ohm

Internal Grounding Imp., LV Side
 Star Point: Connected
☐ Petersen Coil
 Resistance, Re: 0.000 Ohm
 Reactance, Xe: 0.000 Ohm

Figura III.6 Parámetros de ingreso en la ventana de edición de transformadores.
Fuente: PowerFactory

3-Winding Transformer - Red 230\T_CHORR_1ElmTr3

IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization | State Estimator
 Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit

Tap HV-Side
 Add. Voltage per Tap: 0.0 %
 Phase of du: 0.0 deg
 Neutral Position: 0
 Min. Position: 0
 Max. Position: 0
 Act. Position: 0

Tap MV-Side
 Add. Voltage per Tap: 1.22 %
 Phase of du: 0.0 deg
 Neutral Position: 0
 Min. Position: -10
 Max. Position: 10
 Act. Position: 2

Tap LV-Side
 Add. Voltage per Tap: 0.0 %
 Phase of du: 0.0 deg
 Neutral Position: 0
 Min. Position: 0
 Max. Position: 0
 Act. Position: 0

Controller
 for Tap at: HV-Side
 External Tap Controller: ...
 External Station Controller: ...
☐ Automatic Tap Changing

Thermal Loading Limit
 Max. Loading: 100.0 %

Figura III.7 Parámetros de ingreso en la ventana de edición de transformadores (cont.).
Fuente: PowerFactory

3.1.3. Generadores

Los parámetros a ingresar en la creación de los “tipos de generadores” se pueden ver en la Figura III.8 y en la Tabla III.1.

Figura III.8 Parámetros de ingreso en la ventana de “tipos de generadores”.
Fuente: PowerFactory

Reactancia Sincrónica de eje directo	X_d
Reactancia Sincrónica de eje de cuadratura	X_q
Reactancia Transitoria de eje directo	X_d'
Reactancia Transitoria de eje de cuadratura	X_q'
Reactancia Subtransitoria de eje directo	X_d''
Reactancia Subtransitoria de eje de cuadratura	X_q''
Impedancia de secuencia cero	X_0, r_0
Impedancia de secuencia negativa	X_2, r_2
Resistencia del estator	r_{str}
Reactancia de fuga	X_l
Reactancia de fuga del rotor	X_{rl}
Constante de tiempo transitorio de eje directo	T_d'
Constante de tiempo transitorio de eje de cuadratura	T_q'
Constante de tiempo subtransitorio de eje directo	T_d''
Constante de tiempo subtransitorio de eje de cuadratura	T_q''

Tabla III.1 Parámetros de ingreso en la ventana de “tipos de generadores”.
Fuente: PowerFactory

En la Figura III.9 se muestra los parámetros a ingresar en la ventana de edición de generadores.

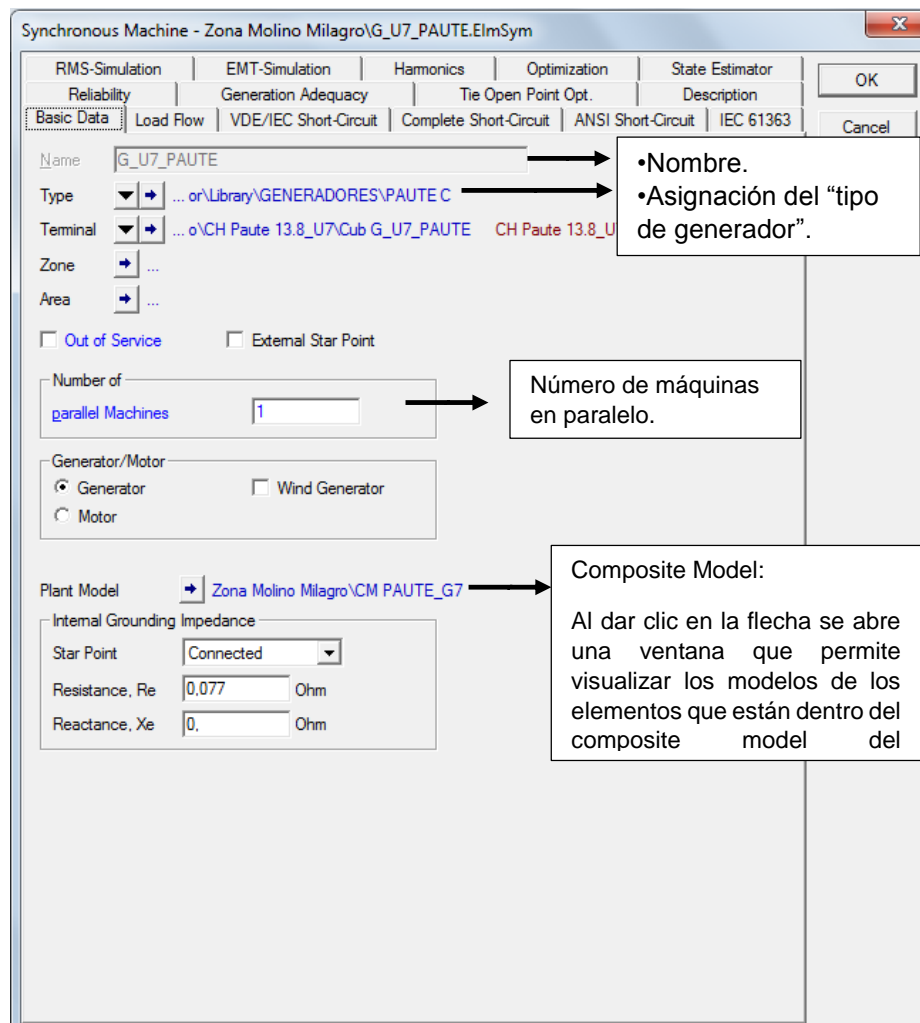


Figura III.9 *Parámetros de ingreso en la ventana de edición de generadores.*
Fuente: PowerFactory

Un “Composite Model” se utiliza para conectar los modelos de los elementos, como reguladores de voltaje (AVR), regulador de velocidad (governor), estabilizador de potencia (PSS), que se encuentran dentro de un sistema dinámico. Para lo cual utiliza una representación en diagrama de bloques del sistema, llamado "Composite Frame".

En la Figura III.10 se puede ver un diagrama esquemático de un “Composite Frame” correspondiente a una unidad de central hidroeléctrica.

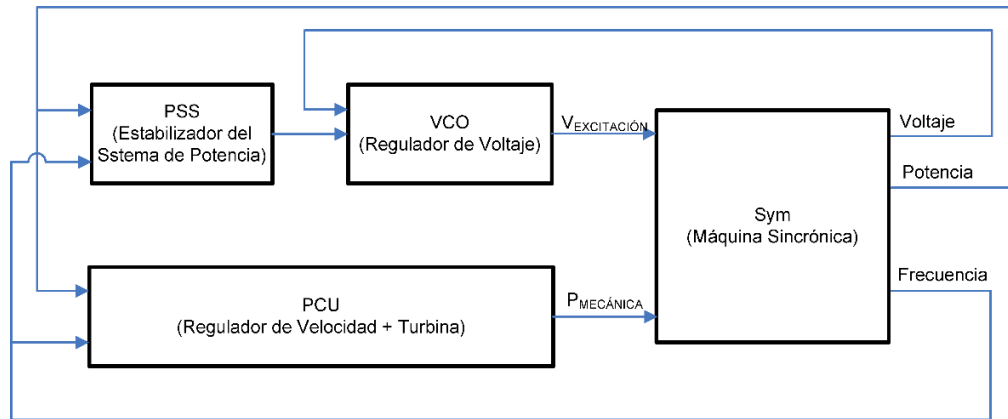


Figura III.10 Composite Frame de una máquina síncrona.
Fuente: PowerFactory

3.1.4. SVC

En la Figura III.11 y Figura III.12 se muestra los parámetros a ingresar en la ventana de edición de SVC (del inglés Static Var System).

Figura III.11 Parámetros de ingreso en la ventana de edición de SVC.
Fuente: PowerFactory

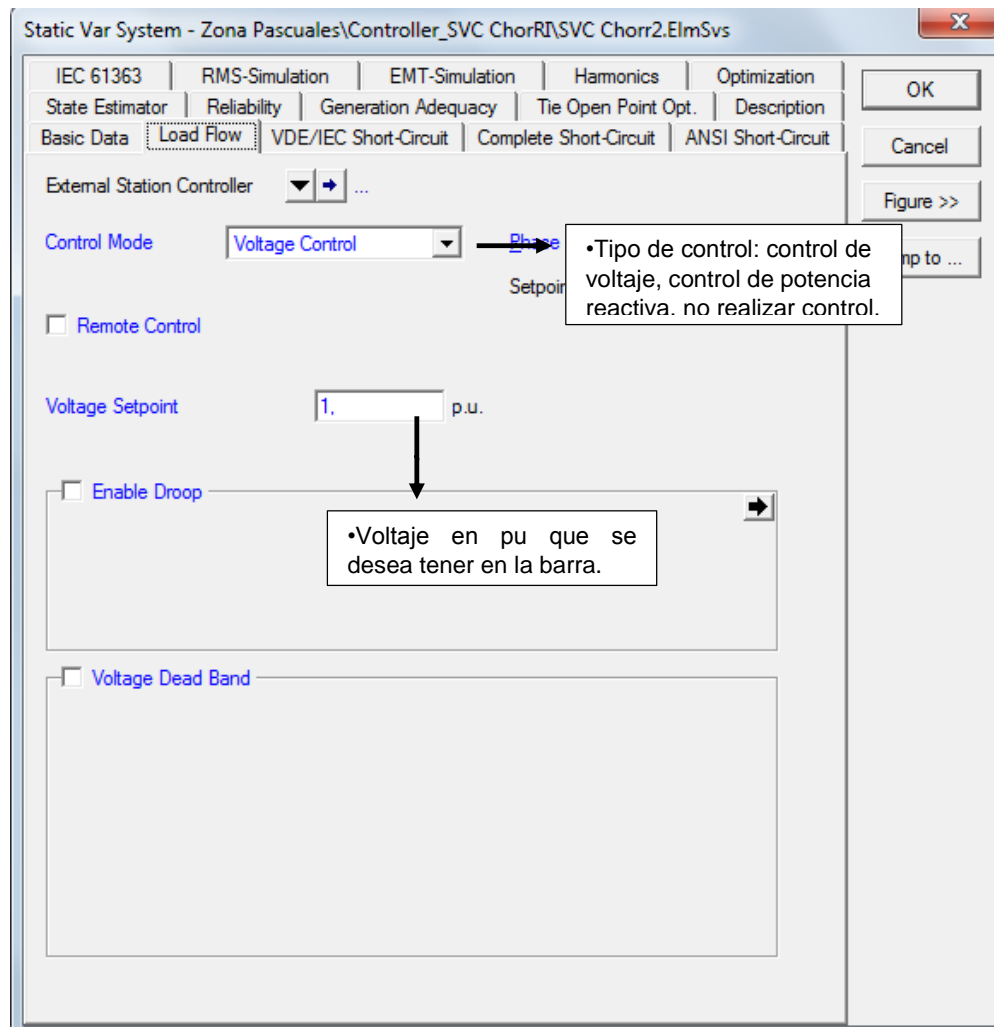


Figura III.12 *Parámetros de ingreso en la ventana de edición de SVC (cont.).*
Fuente: PowerFactory

El SVC que será implementado en el S.N.I. es modelado con tecnología TCR (Thyristor Controlled Reactor)¹⁹ y TSC (Thyristor Switched Capacitors)²⁰, ver Figura III.13.

¹⁹ Reactor controlado por tiristor.

²⁰ Capacitor conmutado por tiristor.

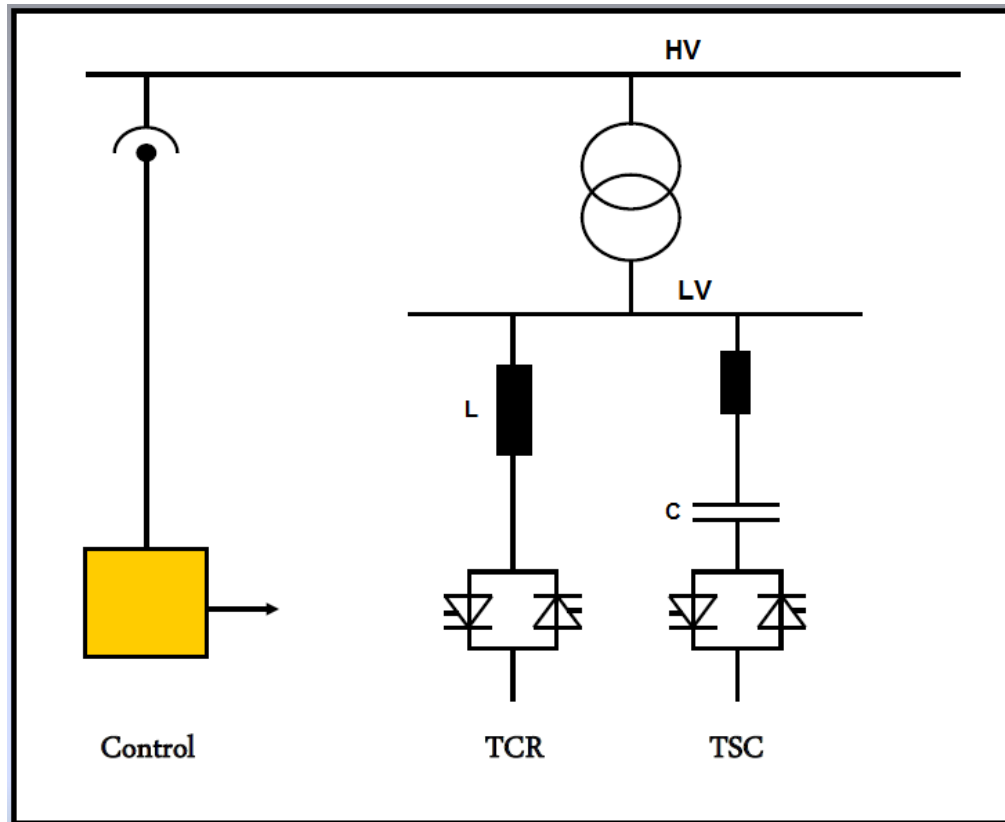


Figura III.13 Tecnología del SVC modelado para el sistema ecuatoriano.
Fuente: [39]

El SVC, al igual que las máquinas síncronas, posee un modelo dinámico, el cual se lo puede ver en la Figura III.14.

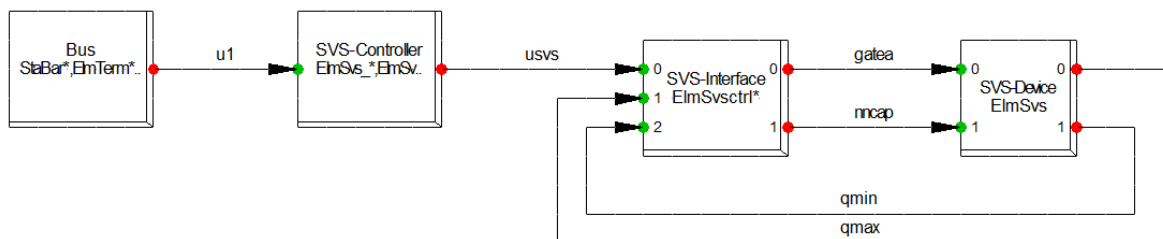


Figura III.14 Composite Frame del SVC.
Fuente: PowerFactory

El Composite Frame que se muestra en la figura III.14 ha sido tomado del modelo colombiano y es el que CENACE tomará para modelarlo en el sistema ecuatoriano.

3.1.5. Cargas

Los modelos empleados en las cargas del SNI son estáticos (potencia constante), no se tiene asignado modelos dinámicos para las cargas.

3.2 Identificación de Contingencias Críticas del Sistema Nacional Interconectado

La identificación de las contingencias críticas se realiza para condiciones de alta y baja hidrología, tanto para demanda máxima, media y mínima, en total seis escenarios para cada contingencia. El uso de las herramientas *Contingency Analysis* y *Stability*, en cada uno de los seis escenarios, ayudará a identificar las contingencias críticas del sistema.

La herramienta *Contingency Analysis* permite realizar un filtro entre aquellas contingencias que podrían producir un colapso total o parcial y entre aquellas que no; esto es muy importante ya que se realiza estudios dinámicos solo en aquellas contingencias que tienen más probabilidad de colapsar al sistema o una zona del sistema, sin perder tiempo analizando a todas las contingencias que se pueden presentar en el sistema. En el Anexo 5, con un ejemplo, se presenta el funcionamiento de la herramienta *Contingency Analysis*.

Establecidas las contingencias con más probabilidad de ser críticas, se realiza estudios dinámicos para cada una de ellas, para identificar y evaluar el comportamiento del sistema. Si el sistema se recupera sin necesidad de haber ejecutado acciones remediales, la contingencia es descartada como crítica; por el contrario, si el sistema o una zona del sistema colapsa, entonces se la considerará como contingencia crítica

Para que una contingencia sea considerada crítica se debe considerar la presencia de por lo menos uno de los siguientes parámetros, analizados en los análisis dinámicos:

1. Que al ocurrir la contingencia se presente pérdida de estabilidad angular en el sistema o en las unidades de generación cercanas a la zona de la contingencia. Si hay pérdida de estabilidad angular en la mayoría de las unidades de generación del

sistema se considera como colapso total y si hay pérdida de estabilidad angular en las unidades de generación cercanas a la zona de la contingencia se considera como colapso parcial.

2. Que los voltajes en las barras del SNT, luego de la contingencia, al llegar a un nuevo punto de equilibrio, operen a valores superiores o inferiores a los establecidos por el CONELEC para condiciones de emergencia, esto es, entre 0,9 pu y 1,1 pu. Si los voltajes afectan sólo al área cercana a la contingencia se considera como colapso parcial; y si afecta a la mayoría de barras del sistema se considera como colapso total. También se debe considerar que los voltajes, en los análisis dinámicos, no deben estar por debajo del 0,8 pu por más de 700 ms según lo establecido por el CONELEC en la Regulación 006/00 – Procedimientos de Despacho y Operación.

3. Que la contingencia provoque pérdida de estabilidad de la frecuencia; esto es, que la regulación primaria de frecuencia (RPF) y el esquema de alivio de carga (EAC) no puedan estabilizarla en valores superiores a los 59,2 Hz, luego de 10 s de ocurrida la contingencia, según lo establece el CONELEC en la Regulación 006/00 – Procedimientos de Despacho y Operación. También se debe considerar que la frecuencia, con el objetivo de proteger la vida útil de las unidades térmicas, nunca debe ser inferior a los 57,5 Hz ni mayor a los 63 Hz, según lo establece el CONELEC en la regulación ya mencionada.

3.2.1. Condiciones de Alta Hidrología

En el S.N.I. se considera como condiciones de alta hidrología al período comprendido entre los meses de abril – septiembre.

Luego de desestimar los casos de contingencias sin solución de muy baja probabilidad²¹, el análisis determinó 7 contingencias críticas de carácter N-2.

En la Tabla III.2 se puede ver las contingencias que resultan críticas para el S.N.I. bajo condiciones de alta hidrología. Se indica con una x en qué tipo de demanda es crítica la contingencia.

²¹ Se refiere a aquellas contingencias de carácter N-2 que resultan de la combinación de dos circuitos de diferentes líneas de transmisión, como por ejemplo la contingencia formada por la apertura simultánea del circuito 1 de la L/T Inga – San Rafael_500 kV y el circuito 1 de la L/T Jivino – San Rafael_230 kV.

N°	CONTINGENCIA	D máx.	D med.	D min.
1	L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22	x	x	x
2	L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	x	x	x
3	L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	x	x	x
4	L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	x	x	x
5	L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	x	x	x
6	L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22	x	x	x
7	L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2	x	x	x

Tabla III.2 Contingencias del SNI para condiciones de Alta Hidrología.

Elaborado por: el autor

En la Tabla III.3 se indica el significado de las siglas que se muestran en la Tabla III.2.

N°	SIGLA DE LA CONTINGENCIA	SIGNIFICADO
1	L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22	L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico_230 kV
2	L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	L/T Inga – San Rafael_500 kV
3	L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	L/T Jivino – Shushufindi_230 kV
4	L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	L/T Jivino – San Rafael_230 kV
5	L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	L/T Milagro – San Idelfonso_230 kV
6	L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22	L/T San Idelfonso – Machala_230 kV
7	L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2	L/T San Rafael – Coca Codo Sinclair_500 kV

Tabla III.3 Significado de las siglas de las contingencias.

Elaborado por: el autor

3.2.2. Condiciones de Baja Hidrología

Las condiciones de baja hidrología se refiere al período comprendido entre los meses de octubre a marzo.

Al igual que para las condiciones de alta hidrología, luego de desestimar los casos de contingencias sin solución de muy baja probabilidad, el análisis determinó 5 contingencias críticas.

En la Tabla III.4 se puede ver las contingencias que resultan críticas para el S.N.I para condiciones de baja hidrología. Se indica con una x en qué tipo de demanda es crítica la contingencia.

N°	CONTINGENCIA	D máx.	D med.	D min.
1	L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	x	x	x
2	L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	x	x	x
3	L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	x	x	x
4	L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	-----	-----	x
5	L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2	x	x	-----

Tabla III.4 Contingencias del SNI para condiciones de Baja Hidrología.

Elaborado por: el autor

En la Tabla III.5 se indica el significado de las siglas que se muestran en la Tabla III.4.

N°	SIGLA DE LA CONTINGENCIA	SIGNIFICADO
1	L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	L/T Inga – San Rafael_500 kV
2	L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	L/T Jivino – Shushufindi_230 kV
3	L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	L/T Jivino – San Rafael_230 kV
4	L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	L/T Milagro – San Idelfonso_230 kV
5	L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2	L/T San Rafael – Coca Codo Sinclair_500 kV

Tabla III.5 Significado de las siglas de las contingencias.

Elaborado por: el autor

3.2.3. Contingencias del SNI

En total las contingencias críticas del SNI, para condiciones de alta y baja hidrología son 7, las cuales se indican en la Tabla III.6.

N°	CONTINGENCIA	Alta Hidrología			Baja Hidrología		
		D máx.	D med.	D min.	D máx.	D med.	D min.
1	L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22	x	x	x	-----	-----	-----
2	L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	x	x	x	x	x	x
3	L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	x	x	x	x	x	x
4	L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	x	x	x	x	x	x
5	L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	x	x	x	-----	-----	x
6	L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22	x	x	x	-----	-----	-----
7	L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2	x	x	x	x	x	-----

Tabla III.6 Contingencias del SNI para Alta y Baja Hidrología, consideradas para el presente desarrollo de tesis.

Elaborado por: el autor

3.3 Caracterización de Contingencias que llevan al colapso al Sistema Nacional Interconectado

A continuación, mediante simulaciones dinámicas, se procede a caracterizar cada una de las 7 contingencias críticas N-2 identificadas y que afectarían al S.N.I. considerando la topología del año 2017. Las gráficas de simulación dinámica, obtenidas con la ayuda del software PowerFactory se presentan en el Anexo 6.

3.3.1. Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22

Esta contingencia se refiere a la salida simultánea de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones Chorrillos y Refinería del Pacífico. En la Figura III.15 se presenta el diagrama unifilar de la zona donde se presenta la contingencia.

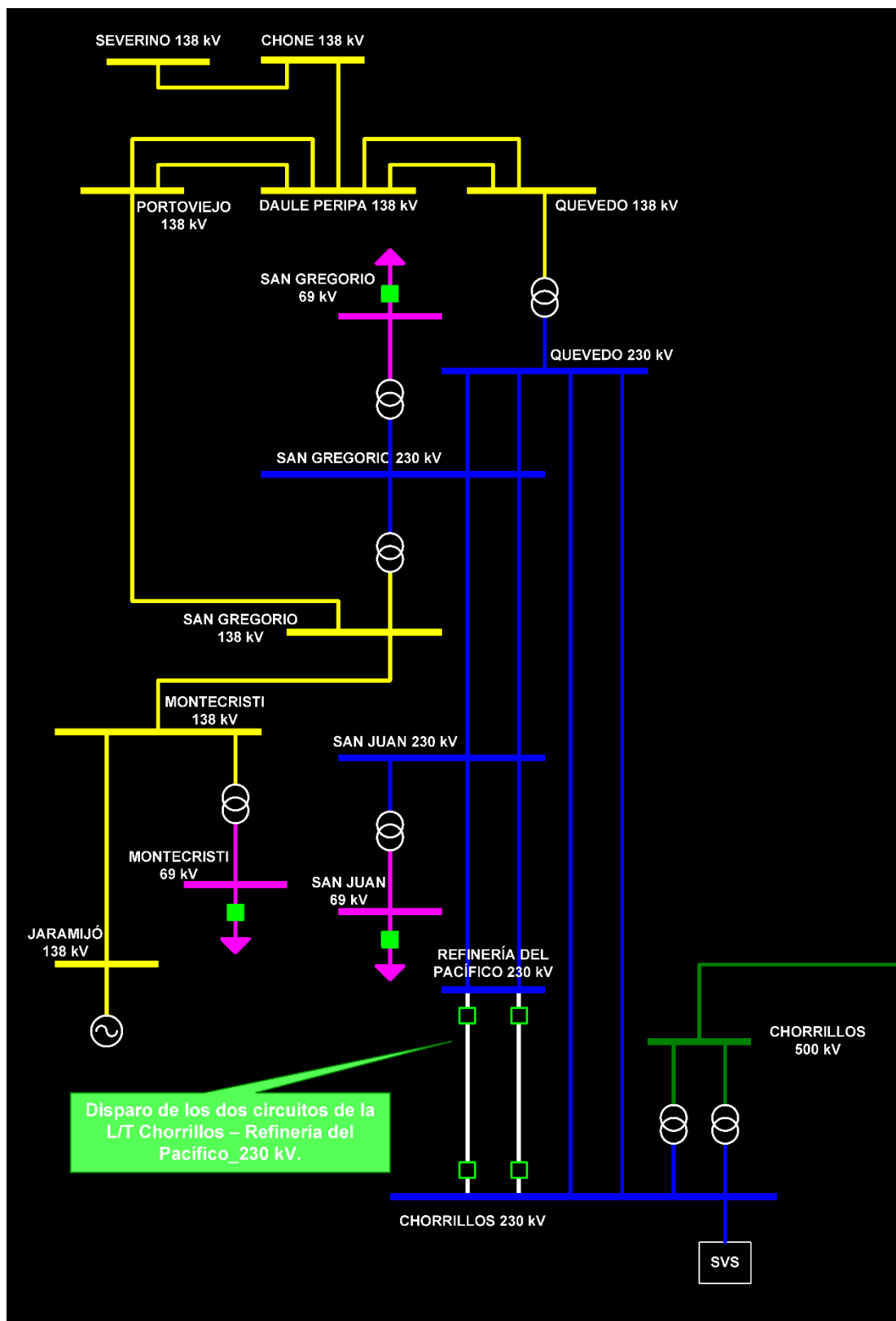


Figura III.15 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico_230 kV.

Fuente: Base de datos "Base_FACTS_2017" de PowerFactory

- **Alta Hidrología**

La salida intempestiva de estos dos circuitos, provoca problemas de bajo voltaje en ciertas barras de 230 kV, 138 kV y 69 kV. En la Tabla III.7 se indica, para los tres tipos de demanda, en que subestaciones y en que barras se presentan los problemas de voltaje

SUBESTACIÓN	BARRA		
	230 kV	138 kV	69 kV
Refinería del Pacífico	x	-----	-----
San Juan	x	-----	x
San Gregorio	x	x	x
Montecristi	-----	x	x

Tabla III.7 Barras en las que se presenta problemas de voltaje ante Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22.

Elaborado por: el autor

- **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, para demanda máxima, se indican en la Tabla III.8.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Tiene un ligero aumento, a 10,6 s de despejada la falla llega a su máximo valor: 60,09 Hz, luego de lo cual empieza a descender.
Ángulos de rotores	Oscilan de manera amortiguada positiva, entre 6 s y 9 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: no son afectados en mayor medida. Aproximadamente luego de 6 s de despejada la falla se estabilizan en los valores pre-falla.
	Barras de 230 kV: el voltaje post-falla en San Juan y Refinería del Pacífico cae a valores de 0,85 pu. En San Gregorio se tiene 0,88 pu. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Aproximadamente luego de 6 s de despejada la falla se estabilizan en sus valores pre-falla.
	Barras de 138 kV: en San Gregorio y Montecristi se tiene voltajes post-falla de 0,88 pu y 0,89 pu, respectivamente. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Aproximadamente luego de 6 s de despejada la falla se estabilizan en sus valores pre-falla.

	Barras de 69 kV: en San Juan, San Gregorio y Montecristi se tiene voltajes post-falla de 0,87 pu, 0,88 pu y 0,89 pu, respectivamente. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Aproximadamente luego de 6 s de despejada la falla se estabilizan en sus valores pre-falla.
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tabla III.8 Particularidades de la contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda media, se indican en la Tabla III.9.

PARÁMETRO	AFECCIÓN
Frecuencia	Tiene un ligero aumento, a los 8,4 s de despejada la falla alcanza un valor de 60,06 Hz y empieza a descender.
Ángulos de rotores	Oscilan de manera amortiguada positiva, entre 6 s y 9 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: no tienen mayor variación. Aproximadamente 6 s después haber sido despejada la falla se estabilizan en los valores pre-falla.
	Barras de 230 kV: el voltaje post-falla en San Juan y Refinería del Pacífico cae a valores de 0,84 pu. En San Gregorio se tiene 0,87 pu. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Entre 6 s y 8 s de despejada la falla se estabilizan en sus voltajes pre-falla.
	Barras de 138 kV: en San Gregorio y Montecristi se tiene voltajes post falla de 0,92 pu y 0,9 pu, respectivamente. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Entre 6 s y 8 s de despejada la falla se estabilizan en sus valores pre-falla.
	Barras de 69 kV: en San Juan, Montecristi y San Gregorio se tienen voltajes post falla de 0,85 pu, 0,88 pu y 0,89 pu, respectivamente. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Entre 4 s y 8 s de despejada la falla se estabilizan en sus valores pre-falla.

Tabla III.9 Particularidades de la contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda mínima, se indican en la Tabla III.10.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Tiene un ligero aumento, a 2,9 s de despejada la falla llega a su máximo valor: 60,08 Hz, entonces empieza a descender de manera amortiguada.
Ángulos de rotores	Oscilan de manera amortiguada positiva, a 9 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: no tienen mayor afectación. Aproximadamente luego de 6 s de haber sido despejada la falla se estabilizan en sus valores pre-falla.
	Barras de 230 kV: en voltaje post falla en San Juan y Refinería del Pacífico es de 0,83 pu. En San Gregorio se tiene 0,88 pu. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Entre 4 s y 8 s de despejada la falla se estabilizan en sus valores pre-falla.
	Barras de 138 kV: en San Gregorio y Montecristi se tiene voltajes post falla de 0,9 pu y 0,91 pu, respectivamente. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Aproximadamente luego de 6 s de despejada la falla se estabilizan en sus valores pre-falla.
	Barras de 69 kV: en San Juan, San Gregorio y Montecristi se tiene voltajes post falla de 0,87 pu, 0,89 pu y 0,91 pu, respectivamente. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Aproximadamente luego de 9 s de despejada la falla se estabilizan en sus valores pre-falla.

Tabla III.10 Particularidades de la contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**

En baja hidrología, la salida intempestiva de los dos circuitos mencionados no produce consecuencias graves en el sistema, se restablece sin necesidad de ejecutar acciones remediales.

3.3.2. Contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2

Esta contingencia se refiere a la salida de los dos circuitos, a nivel de 500 kV, que conectan las subestaciones Inga y San Rafael. En la Figura III.16 se presenta el diagrama unifilar de la zona donde se presenta la contingencia.

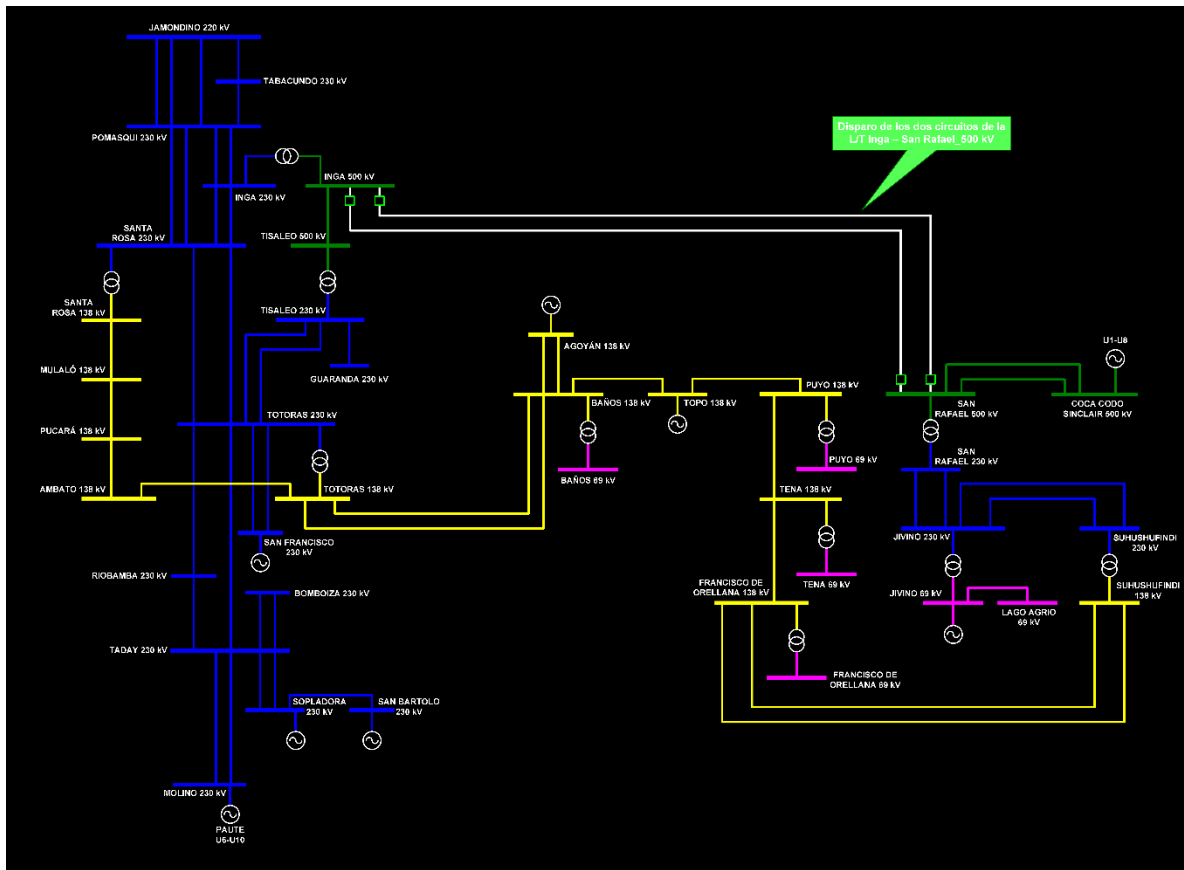


Figura III.16 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Inga – San Rafael_500 kV.

Fuente: Base de datos “Base_FACTS_2017” de PowerFactory

- **Alta Hidrología**

La salida intempestiva y simultánea de estos dos circuitos provoca un colapso total en el sistema, debido a que se presenta la pérdida de estabilidad del ángulo de los rotores de todas las centrales de generación del sistema. El peor caso se evidencia para condiciones de demanda máxima.

- **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda máxima, se indican en la Tabla III.11.

PARÁMETRO	AFECCIÓN
Frecuencia	La frecuencia en CCS se dispara. En Molino disminuye, luego de 807 ms de despejada la falla pasa por 59,5 Hz y sigue disminuyendo. Luego de 2 s de despejada la falla llega a 58,6 Hz y se estabiliza en este nuevo valor.

	Los EAC-BF se ejecutan y desconectan carga.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por bajo voltaje en Jamondino, esto sucede 1,2 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Sin excepción, todos los generadores pierden el sincronismo, siendo las unidades de las Centrales CCS y Jivino aquellas que colapsan primero que el resto, ya que éstas quedan prácticamente aisladas del sistema.
Voltajes	<p>Barras de 500 kV: los voltajes en CCS y San Rafael suben rápidamente, a 597 ms de despejada la falla ya presentan valores de 1,2 pu, disparándose por completo los voltajes.</p> <p>En Inga, Tisaleo y Chorrillos, luego de 852 ms de despejada la falla, descienden a valores menores a 0,8 pu, sin exceder el límite de tiempo (700 ms) para valores menores a 0,8 pu. A los 2 s de despejada la falla, luego de que se han abierto los circuitos de la interconexión con Colombia, el voltaje en las S/E's Inga, Tisaleo y Chorrillos empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.</p> <p>Barras de 230 kV: los voltajes en las S/E's Tabacundo, Pomasqui, Inga, Santa Rosa, Totoras, Riobamba, Tisaleo, Guaranda, San Francisco, Santo Domingo, Quinindé, Esmeraldas, Toachi, Sarapullo, Tortugo, Manduriacu y Tigre descienden a valores menores a 0,8 pu. En las tres primeras S/E's excede el tiempo límite de los 700 ms.</p> <p>En San Rafael, Jivino y Shushufindi los voltajes aumentan de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad.</p> <p>En todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad.</p> <p>Barras de 138 kV: en Francisco de Orellana y Shushufindi el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad.</p> <p>En Tulcán, Tabacundo, San Antonio, Tena, Puyo, Topo, Baños y Agoyán, el voltaje desciende a valores menores a 0,8 pu. En los tres primeros el voltaje excede el límite permitido de los 700 ms para valores menores a 0,8 pu.</p> <p>Todas las barras de 138 kV pierden estabilidad entre 300 ms y 2 s después de haber sido despejada la falla.</p> <p>Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Jivino 1, Jivino 2, Lago Agrio, el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad.</p> <p>En Ibarra, Tulcán, Puyo y Tena, el voltaje desciende a valores menores a 0,8 pu. En las dos primeras el voltaje excede el límite permitido de los 700 ms.</p> <p>Todas las barras de 69 kV pierden estabilidad entre 300 ms y 2 s después de haber sido despejada la falla.</p>

Tabla III.11 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda media, se indican en la Tabla III.12.

PARÁMETRO	AFECCIÓN
Frecuencia	La frecuencia en CCS se dispara. En tanto que en Molino disminuye. A 3,3 s de despejada la falla, llega a 59,75 Hz, trata de estabilizarse en este nuevo punto, presentando pequeñas oscilaciones.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia comienzan a importar energía.
Ángulos de rotores	Las unidades de las Centrales CCS, Jivino, Topo y Agoyán, pierden el sincronismo, el resto de unidades oscilan de manera más coherente pero no llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes en CCS y San Rafael suben rápidamente, a 1,05 s de despejada la falla ya presentan valores de 1,2 pu. En Inga, Tisaleo y Chorrillos, se mantienen estables hasta 2,4 s después de despejada la falla, luego de lo cual empiezan a oscilar, perdiendo estabilidad.
	Barras de 230 kV: En San Rafael, Jivino y Shushufindi los voltajes aumentan de manera oscilatoria, pierden estabilidad. El resto de barras de 230 kV pierden estabilidad aproximadamente después de 3 s de despejada la falla.
	Barras de 138 kV: en Francisco de Orellana y Shushufindi el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Topo, Baños, Agoyán, Puyo y Tena, a los 395 ms de despejada la falla, hay pérdida de estabilidad de voltaje. El resto de barras de 138 kV pierden estabilidad, entre 3 s y 4 s después de haber sido despejada la falla.
	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Jivino 1, Jivino 2, Lago Agrio, el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Tena y Puyo, luego de 395 ms de despejada la falla, ocurre pérdida de estabilidad de voltaje. El resto de barras de 69 kV pierden estabilidad, entre 3 s y 4 s después de haber sido despejada la falla.

Tabla III.12 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda mínima, se indican en la Tabla III.13.

PARÁMETRO	AFECCIÓN
Frecuencia	La frecuencia en CCS se dispara. En tanto que en Molino llega a su punto más bajo: 59,59 Hz, luego de 3,6 s de haber sido despejada la falla. A partir de ese punto empieza a recuperarse.

Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia cambiaron de exportar energía a importar energía desde Colombia.
Ángulos de rotores	Las unidades de las Centrales CCS y Jivino, pierden el sincronismo, el resto de unidades oscilan de manera más coherente pero no llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes en CCS y San Rafael suben rápidamente, a los 1,09 s de despejada la falla ya presentan valores de 1,2 pu. En Inga, Tisaleo y Chorrillos, luego de 917 ms de despejada la falla, el voltaje empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.
	Barras de 230 kV: En San Rafael, Jivino y Shushufindi los voltajes aumentan de manera oscilatoria, pierden estabilidad. En todas las barras del SNT a 230 kV se presenta pérdida de estabilidad de voltaje.
	Barras de 138 kV: en Francisco de Orellana y Shushufindi el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Topo, Baños, Agoyán, Puyo y Tena, a los 347 ms de despejada la falla, se presenta pérdida de estabilidad de voltaje. En Tulcán, Tabacundo y San Antonio, a los 867 ms de despejada la falla, se presenta pérdida de estabilidad de voltaje. El resto de barras de 138 kV pierden estabilidad, aproximadamente 2 s después de haber sido despejada la falla.
	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Jivino 1, Jivino 2, Lago Agrio, el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Tena y Puyo, luego de 397 ms de despejada la falla, ocurre pérdida de estabilidad de voltaje. En Ibarra y Tulcán, luego de 957 ms de despejada la falla, hay pérdida de estabilidad de voltaje. El resto de barras de 69 kV pierden estabilidad, aproximadamente 2 s después de haber sido despejada la falla.

Tabla III.13 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**

En este escenario, la salida intempestiva de los dos circuitos de la línea de transmisión en estudio, al igual que para condiciones de alta hidrología, provoca pérdida de estabilidad de los ángulos de los rotores de los generadores. El peor caso se presenta para demanda máxima.

- **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda máxima, se indican en la Tabla III.14.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia en CCS se dispara. En tanto que en Molino llega a su punto más bajo: 58,91 Hz, luego de 3,6 s de haber sido despejada la falla. A partir de ese punto empieza a recuperarse. Los EAC-BF se ejecutan y desconectan carga.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan 1,5 s después de haber sido despejada la falla, esto ocurre debido que se superó el umbral de ajuste de la protección de bajo voltaje en Jamondino.
Ángulos de rotores	Todas las unidades de las centrales de generación pierden sincronismo, siendo las unidades de las centrales CCS y Jivino las primeras en perder el sincronismo.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes en CCS y San Rafael suben rápidamente, a los 1,08 s de despejada la falla ya presentan valores de 1,2 pu. En la subestación El Inga, luego de 2,3 s de despejada la falla, el voltaje desciende a valores menores a 0,8 pu, sin embargo no sobrepasa el límite de tiempo (700 ms). En todas las barras de 500 kV se presenta pérdida de estabilidad de voltaje.
	Barras de 230 kV: los voltajes en Tabacundo, Pomasqui, Inga y Santa Rosa, descienden a valores menores a 0,8 pu. Únicamente en Tabacundo permanece por más tiempo del límite (700 ms). En San Rafael, Jivino y Shushufindi los voltajes aumentan de una manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad de voltaje, aproximadamente 2 s después de haber sido despejada la falla.
	Barras de 138 kV: en Francisco de Orellana y Shushufindi el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Topo, Baños, Agoyán, Puyo y Tena, a los 177 ms de despejada la falla, se presenta pérdida de estabilidad de voltaje. El resto de barras de 138 kV pierden estabilidad, entre 2 s y 3 s después de haber sido despejada la falla.
	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Jivino 1, Jivino 2, Lago Agrio, el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Tena y Puyo, luego de 217 ms de despejada la falla, se presenta pérdida de estabilidad de voltaje. El resto de barras de 69 kV pierden estabilidad, entre 2 s y 3 s después de haber sido despejada la falla.

Tabla III.14 Particularidades de la contingencia en L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda media, se indican en la Tabla III.15.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Esta contingencia lleva a la frecuencia a valores menores a 59,5 Hz, esto ocurre a 5,1 s de despejada la falla. Luego de 5,8 s de despejada la falla llega a su punto más bajo: 58,97 Hz y se estabiliza en ese valor. Los EAC-BF se ejecutan y desconectan carga.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan 4,2 s después de haber sido despejada la falla, esto ocurre debido que se violó el tiempo de bajo voltaje en Jamondino.
Ángulos de rotores	Todas las unidades de las centrales de generación pierden el sincronismo, siendo las unidades de las centrales CCS y Jivino las primeras en perder el sincronismo.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes en CCS y San Rafael suben rápidamente, a los 947 ms de despejada la falla ya presentan valores de 1,2 pu. En todas las barras de 500 kV se presenta pérdida de estabilidad del voltaje.
	Barras de 230 kV: los voltajes en Tabacundo, Pomasqui, Inga y Santa Rosa, descienden a valores menores al 0,8 pu. En Tabacundo permanece por más tiempo del límite (700 ms). En San Rafael, Jivino y Shushufindi los voltajes aumentan de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad de voltaje entre 5 s y 6 s después de haber sido despejada la falla.
	Barras de 138 kV: en Francisco de Orellana y Shushufindi el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Topo, Baños, Agoyán, Puyo y Tena, a los 257 ms de despejada la falla, se presenta pérdida de estabilidad de voltaje. El resto de barras de 138 kV pierden estabilidad, entre 5 s y 6 s después de haber sido despejada la falla.
	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Jivino 1, Jivino 2, Lago Agrio, el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Tena y Puyo, luego de 337 ms de despejada la falla, se presenta pérdida de estabilidad de voltaje. El resto de barras de 69 kV pierden estabilidad, entre 5 s y 6 s después de haber sido despejada la falla.

Tabla III.15 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda mínima, se indican en la Tabla III.16.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia oscila de manera amortiguada.
Interconexiones	El flujo de potencia por la interconexión con Colombia, luego de 447 ms de despejada la falla, invierte su sentido por 320 ms, tiempo en el cual Ecuador exporta energía a Colombia, luego de ese período Colombia continúa exportando energía a Ecuador.
Ángulos de rotores	Todas las unidades de las centrales de generación oscilan de manera amortiguada.
Voltajes	Barras de 500 kV: el voltaje post falla en CCS y San Rafael desciende de manera amortiguada con pendiente descendente. En Inga, Tisaleo y Chorrillos se mantiene estable.
	Barras de 230 kV: el voltaje post falla en San Rafael, Jivino y Shushufindi desciende de manera amortiguada con pendiente descendente. En el resto de barras de 230 kV se mantiene estable el voltaje.
	Barras de 138 kV: el voltaje post falla en Tena desciende a 0,86 pu. En Francisco de Orellana y Shushufindi se tiene un voltaje post falla de 0,81 pu. Estos voltajes post-falla se estabilizan aproximadamente 6 s después de haber sido despejada la falla. El resto de barras de 138 kV no sufren mayores variaciones.
	Barras de 69 kV: se tiene bajos voltajes post falla, en Francisco de Orellana es 0,84 pu, Jivino 1 y Jivino 2 es 0,81 pu, Lago Agrio se tiene 0,78 pu. En Tena se tiene 0,88 pu, Jivino 1 y Jivino 2 tienen 0,81 pu. Estos voltajes post-falla se estabilizan aproximadamente 6 s después de haber sido despejada la falla.
	El resto de barras de 69 kV no sufren mayores variaciones.

Tabla III.16 Particularidades de la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

3.3.3. Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2

Esta contingencia se refiere a la salida simultánea de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones Jivino y Shushufindi. En la Figura III.17 se presenta el diagrama unifilar de la zona donde se presenta la contingencia.

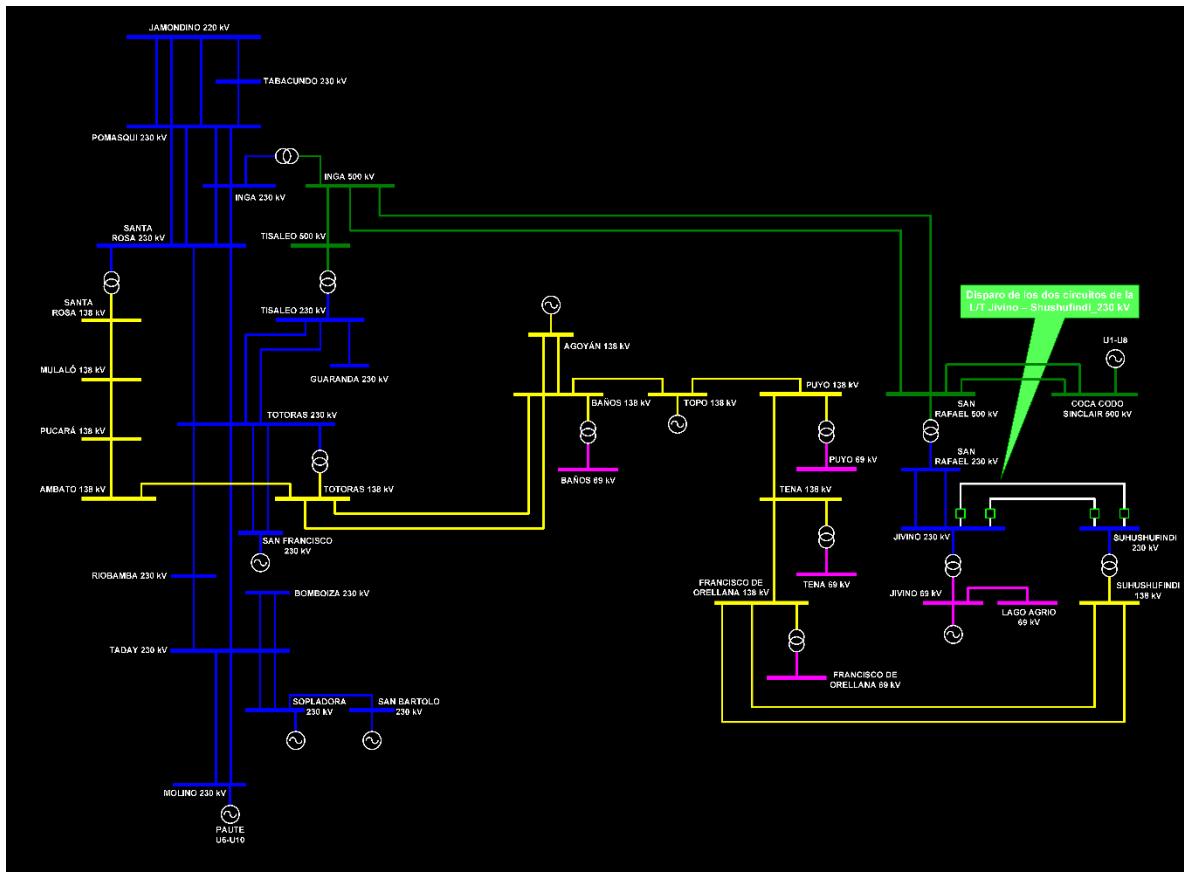


Figura III.17 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Jivino – Shushufindi_230 kV.

Fuente: Base de datos “Base_FACTS_2017” de PowerFactory

• Alta Hidrología

La salida intempestiva de estos dos circuitos causa problemas de voltaje en ciertas barras de 230 kV, 138 kV y 69 kV, en la Tabla III.17 se indica, para los tres tipos de demanda, en cuáles subestaciones y en que barras se presentan los problemas de voltaje. El peor caso se presenta en demanda máxima.

SUBESTACIÓN	BARRA		
	230 kV	138 kV	69 kV
Shushufindi	X	X	-----
Francisco de Orellana	-----	X	X
Tena	-----	X	X
Puyo	-----	X	X

Tabla III.17 Barras en las que se presenta problemas de voltaje ante Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda máxima se indican en la Tabla III.18.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de 11,39 s de despejada la falla llega a su valor máximo: 60,21 Hz. A partir de este punto se empieza a recuperar.
Ángulos de rotores	La Central Jivino, conectada a la barra de 69 kV de Francisco de Orellana pierde el sincronismo luego de 6,8 s de despejada la falla. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada positiva, a 9 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: se evidencia un aumento transitorio del voltaje en estas barras, que no supera el 1,1 pu. A partir de 6 s de despejada la falla empieza a dejar de oscilar y desciende. Aproximadamente a 20 s de despejada la falla llegan a valores que se encuentre por debajo del 1,05 pu.
	Barras de 230 kV: en Shushufindi se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,49 pu, se mantiene en ese voltaje por 5,5 s y empieza a oscilar, perdiendo estabilidad. El resto de barras se estabilizan aproximadamente 8 s después de haber sido despejada la falla.
	Barras de 138 kV: en Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,5 pu, 0,51 pu, 0,66 pu y 0,83 pu, respectivamente. Se mantienen en esos voltajes por aproximadamente 4,5 s y el voltaje empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.
	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,55 pu, 0,65 pu y 0,82 pu, respectivamente. En Francisco de Orellana el voltaje tiende a ir disminuyendo, tras 5 s de despejada la falla, el voltaje colapsa y empieza a oscilar. En Tena y Puyo, permanece en el nuevo punto de equilibrio por 5 s y empieza a oscilar.

Tabla III.18 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda media se indican en la Tabla III.19.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia oscila con pendiente ascendente, llega a un valor máximo de 60,12 Hz. Luego de 10,78 s de despejada la falla deja de oscilar y empieza a descender.
Ángulos de rotores	La Central Jivino, conectada a la barra de 69 kV de Francisco de Orellana pierde el sincronismo luego de 8,9 s de despejada la falla. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada positiva, a 8 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: luego de aproximadamente 12 s de despejada la falla los voltajes se estabilizan en valores menores al 1,05 pu.
	Barras de 230 kV: En Shushufindi se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,49 pu, se mantiene en ese voltaje por 7,7 s y empieza a oscilar, perdiendo estabilidad. El resto de barras, aproximadamente 9 s después de haber sido despejada la falla, se estabilizan en valores apenas un par de kV mayores a los voltajes pre-falla.
	Barras de 138 kV: En Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,5 pu, 0,51 pu, 0,69 pu y 0,87 pu, respectivamente. Se mantienen en esos voltajes por aproximadamente 8 s y el voltaje empieza a oscilar. Agoyán, Baños y Topo, luego de 8 s de despejada la falla, pierden estabilidad.
	Barras de 69 kV: En Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,58 pu, 0,68 pu y 0,83 pu, respectivamente. En Francisco de Orellana el voltaje tiende a ir disminuyendo, tras 7 s de despejada la falla, el voltaje colapsa y empieza a oscilar. En Tena y Puyo, permanece en el nuevo punto de equilibrio por 8 s y empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.

Tabla III.19 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda mínima se indican en la Tabla III.20.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de la contingencia la frecuencia oscila, transcurre 3,5 s y llega a su máximo punto: 60,18 Hz. Luego de este punto empieza a descender.
Ángulos de rotores	Oscilan de manera amortiguada positiva, a los 9s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.

Voltajes	Barras de 500 kV: luego de aproximadamente 11 s de despejada la falla, los voltajes se estabilizan en sus voltajes pre-falla.
	Barras de 230 kV: en Shushufindi se presentan bajos voltajes. El voltaje post-contingencia, fue de 0,44 pu.
	Barras de 138 kV: en Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,46 pu, 0,47 pu, 0,64 pu y 0,83 pu, respectivamente.
	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,49 pu, 0,66 pu y 0,83 pu, respectivamente.

Tabla III.20 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**

En baja hidrología la salida simultánea de estos dos circuitos causa problemas de voltaje, para los tres tipos de demanda, en las mismas barras que se presentan en la Tabla III.15. El peor caso se presenta en demanda máxima.

- **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda máxima se indican en la Tabla III.21.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de 2,9 s de despejada la falla, llega a su máximo valor: 60,133 Hz. Entonces oscila de manera amortiguada por 7,3 s. Llega a 60,13 Hz y empieza a descender.
Ángulos de rotores	La Central Jivino, conectada a la barra de 69 kV de Francisco de Orellana pierde el sincronismo luego de 8,26 s de despejada la falla. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada positiva, a 9 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: luego de aproximadamente 12 s de despejada la falla se estabilizan en valores menores al 1,05 pu.
	Barras de 230 kV: en Shushufindi se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,48 pu, a los 8,5 s de despejada la falla el voltaje empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.
	Barras de 138 kV: en Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,48 pu, 0,49 pu, 0,67 pu y 0,85 pu, respectivamente. Se mantienen en esos voltajes por 9 s y el voltaje empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.

	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,59 pu, 0,65 pu y 0,84 pu, respectivamente. En Francisco de Orellana el voltaje tiende a ir disminuyendo, tras 8,6 s de despejada la falla, el voltaje colapsa y empieza a oscilar. En Tena y Puyo, permanece en el nuevo punto de equilibrio por 4 s y empieza a oscilar.
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tabla III.21 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda media se indican en la Tabla III.22.

PARÁMETRO	AFECCIÓN
Frecuencia	Luego de 2,9 s de despejada la falla, llega a su máximo valor: 60,12 Hz. Entonces oscila de manera amortiguada por 4,9 s. Llega a 60,11 Hz y empieza a descender.
Ángulos de rotores	Oscilan de manera amortiguada positiva, a 9 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: luego de aproximadamente 12 s de despejada la falla se estabilizan en valores menores al 1,05 pu.
	Barras de 230 kV: En Shushufindi se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,43 pu.
	Barras de 138 kV: En Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,44 pu, 0,45 pu, 0,65 pu y 0,82 pu, respectivamente.
	Barras de 69 kV: En Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,48 pu, 0,64 pu y 0,78 pu, respectivamente.

Tabla III.22 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda mínima se indican en la Tabla III.23.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de 2,5 s de despejada la falla, llega a su máximo valor: 60,15 Hz. Entonces oscila de manera amortiguada descendente.
Ángulos de rotores	Oscilan de manera amortiguada positiva, a los 9,5 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: luego de aproximadamente 10 s de despejada la falla se estabilizan en valores menores al 1,08 pu.
	Barras de 230 kV: en Shushufindi se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,43 pu.
	Barras de 138 kV: en Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,46 pu, 0,47 pu, 0,66 pu y 0,84 pu, respectivamente.
	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,49 pu, 0,68 pu y 0,84 pu, respectivamente. El voltaje post-falla en las dos barras de Jivino es de 1,11 pu.

Tabla III.23 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

3.3.4. Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2

Esta contingencia se refiere a la salida de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones Jivino y San Rafael. En la Figura III.18 se presenta el diagrama unifilar de la zona donde se presenta la contingencia.

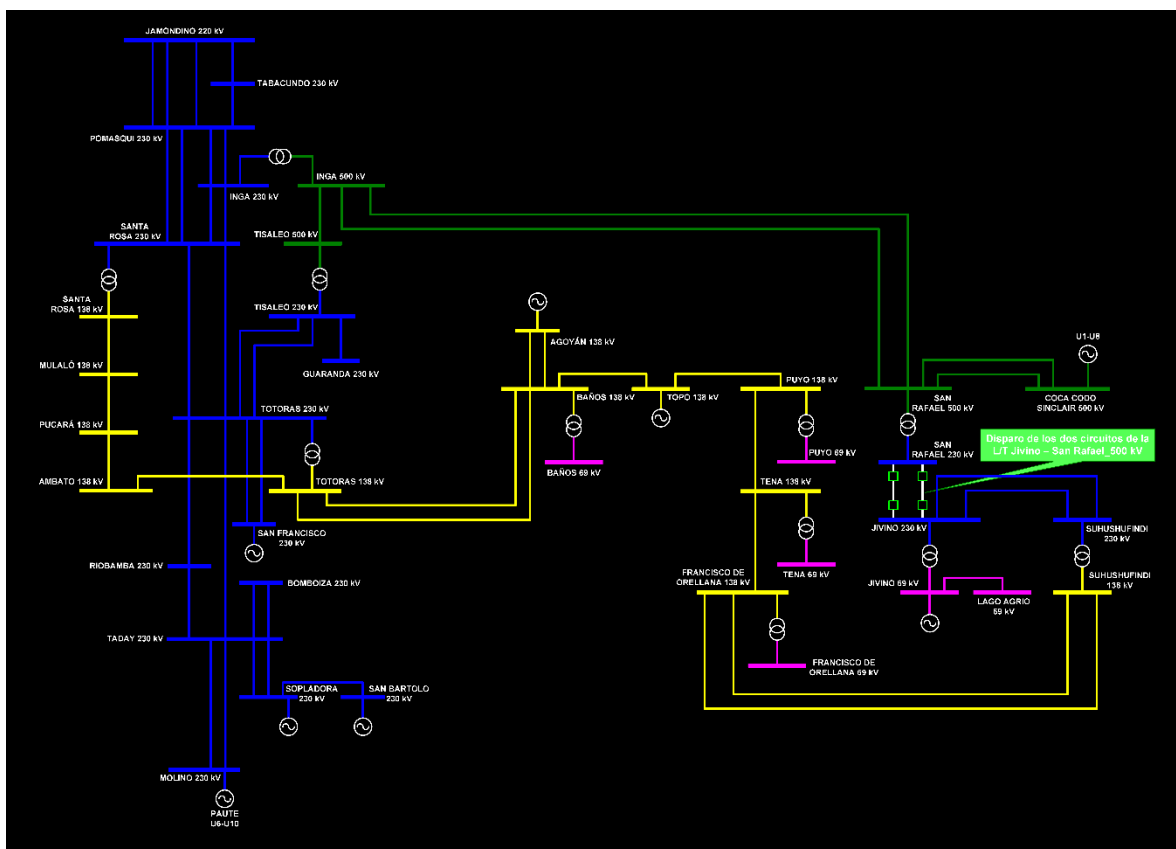


Figura III.18 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Jivino – San Rafael_230 kV.

Fuente: Base de datos “Base_FACTS_2017” de PowerFactory

- **Alta Hidrología**

La salida intempestiva y simultánea de estos dos circuitos causa problemas de voltaje en ciertas barras de 230 kV, 138 kV y 69 kV, en la Tabla III.24 se indica, para los tres tipos de demanda, en cuáles subestaciones y en que barras se presentan los problemas de voltaje.

SUBESTACIÓN	BARRA		
	230 kV	138 kV	69 kV
Shushufindi	X	X	-----
Jivino	X	-----	X
Francisco de Orellana	-----	X	X
Tena	-----	X	X
Puyo	-----	X	X
Lago Agrio	-----	-----	X

Tabla III.24 Barras en las que se presenta problemas de voltaje ante Contingencia
L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2
Elaborado por: el autor

○ **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda máxima se indican en la Tabla III.25.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de 11,4 s de despejada la falla, llega a su máximo valor: 60,29 Hz. A partir de este punto empieza a descender.
Ángulos de rotores	Las Centrales: Jivino, conectada a la barra de 69 kV de Francisco de Orellana y Jivino_1_4, conectada a la barra de 69 kV de Jivino, pierden el sincronismo luego de 4,3 s y 6,03 s, respectivamente, de despejada la falla. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada positiva, a 9 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: el máximo valor al que llegan es al 1,1 pu, se da luego de 3,2 s de haber sido despejada la falla. Luego de 15 s de haber sido despejada la falla ya llegan a valores menores al 1,05 pu.
	Barras de 230 kV: En Shushufindi y Jivino se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,43 pu para ambas subestaciones. A los 3,4 s de despejada la falla, el voltaje en las dos barras empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.
	Barras de 138 kV: En Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,45 pu, 0,46 pu, 0,65 pu y 0,83 pu, respectivamente. A los 4 s de despejada la falla los voltajes empiezan a oscilar. Topo, Baños y Agoyán también pierden estabilidad, aproximadamente luego de 4 s de haber sido despejada la falla.
	Barras de 69 kV: En Lago Agrio, Jivino, Jivino 2, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,41 pu, 0,45 pu, 0,45 pu, 0,48 pu, 0,64 pu y 0,83 pu respectivamente. A los 3,7 s de despejada la falla los voltajes, en cada una de las barras, empiezan a oscilar, perdiendo estabilidad.

Tabla III.25 Particularidades de la contingencia *L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2* en demanda máxima.
Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda media se indican en la Tabla III.26.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de 3,2 s de despejada la falla, llega a su máximo valor: 60,158 Hz. Entonces oscila de manera amortiguada por 5,7 s. Llega a 60,153 Hz y empieza a descender.
Ángulos de rotores	Las Centrales: Jivino, conectada a la barra de 69 kV de Francisco de Orellana y Jivino_1_4, conectada a la barra de 69 kV de Jivino, pierden el sincronismo luego de 7,12 s y 7,8 s, respectivamente, de despejada la falla. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada positiva, a 12 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: el máximo valor al que llegan es al 1,08 pu, se da luego de 3,2 s de haber sido despejada la falla. Luego de 11,3 s de haber sido despejada la falla alcanzan valores menores a 1,04 pu.
	Barras de 230 kV: en Shushufindi y Jivino se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,46 pu para ambas. A los 5,6 s de despejada la falla, el voltaje en las dos barras empieza a oscilar.
	Barras de 138 kV: en Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,48 pu, 0,49 pu, 0,66 pu y 0,86 pu, respectivamente. A los 6,1 s de despejada la falla los voltajes empiezan a oscilar, perdiendo estabilidad. Topo, Baños, Agoyán también pierden estabilidad luego de aproximadamente 6 s de despejada la falla.
	Barras de 69 kV: en Lago Agrio, Jivino, Jivino 2, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,45 pu, 0,49 pu, 0,49 pu, 0,52 pu, 0,65 pu y 0,82 pu respectivamente. A los 6,1 s de despejada la falla los voltajes, en cada una de las barras, empiezan a oscilar, perdiendo estabilidad.

Tabla III.26 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda mínima se indican en la Tabla III.27.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de 3,6 s de despejada la falla, llega a su máximo valor: 60,19 Hz. Entonces oscila de manera amortiguada por 6,03 s. Llega a 60,16 Hz y empieza a descender.
Ángulos de rotores	La Central Jivino_1_4, conectada a la barra de 69 kV de Jivino, pierde el sincronismo luego de 8,1 s de despejada la falla. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada positiva, a 12

	s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: el máximo valor al que llegan es al 1,08 pu, se da luego de 3,3 s de haber sido despejada la falla. Luego de 8,3 s de haber sido despejada la falla ya llegan a valores menores al 1,03 pu.
	Barras de 230 kV: En Shushufindi y Jivino se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,46 pu para ambas. A los 6,7 s de despejada la falla, el voltaje en las dos barras empieza a oscilar.
	Barras de 138 kV: En Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,48 pu, 0,49 pu, 0,68 pu y 0,84 pu, respectivamente. A los 7,3 s de despejada la falla los voltajes empiezan a oscilar, perdiendo estabilidad. Topo, Baños, Agoyán también pierden estabilidad aproximadamente luego de 7 s de haber sido despejada la falla.
	Barras de 69 kV: En Lago Agrio, Jivino, Jivino 2, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,43 pu, 0,46 pu, 0,51 pu, 0,71 pu, 0,65 pu y 0,83 pu respectivamente. A los 7,3 s de despejada la falla los voltajes, en cada una de las barras, empiezan a oscilar.

Tabla III.27 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**

En baja hidrología, la salida simultánea de estos dos circuitos causa problemas de voltaje, para los tres tipos de demanda, en las mismas barras que se presentan en la Tabla III.24.

- **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda máxima se indican en la Tabla III.28.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de 2,9 s de despejada la falla, llega a su máximo valor: 60,17 Hz. Entonces oscila de manera amortiguada por 4,7 s. Llega a 60,16 Hz y empieza a descender.
Ángulos de rotores	Las Centrales: Jivino, conectada a la barra de 69 kV de Francisco de Orellana y Jivino_1_4, conectada a la barra de 69 kV de Jivino, pierden el sincronismo luego de 5,7 s y 6,1 s, respectivamente, de despejada la falla. El resto de unidades de generación oscilan de manera

	amortiguada positiva, a 12 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: el máximo valor al que llegan es al 1,08 pu, se da luego de 2,9 s de haber sido despejada la falla. Luego de 9 s de haber sido despejada la falla ya llegan a valores menores al 1,04 pu.
	Barras de 230 kV: en Shushufindi y Jivino se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,43 pu para ambas. A los 5,4 s de despejada la falla, el voltaje en las dos barras empieza a oscilar.
	Barras de 138 kV: en Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,44 pu, 0,45 pu, 0,67 pu y 0,85 pu, respectivamente. A los 5,5 s de despejada la falla los voltajes empiezan a oscilar. Topo, Baños y Agoyán también pierden estabilidad, aproximadamente 5,5 s después de haber sido despejada la falla.
	Barras de 69 kV: En Lago Agrio, Jivino, Jivino 2, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,41 pu, 0,45 pu, 0,5 pu, 0,52 pu, 0,65 pu y 0,84 pu respectivamente. A los 6 s de despejada la falla los voltajes, en cada una de las barras, empiezan a oscilar.

Tabla III.28 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda media se indican en la Tabla III.29.

PARÁMETRO	AFECCIÓN
Frecuencia	Luego de 2,9 s de despejada la falla, llega a su máximo valor: 60,15 Hz. Entonces oscila de manera amortiguada por 4,7 s. Llega a 60,12 Hz y empieza a descender.
Ángulos de rotores	La Central Jivino_1_4, conectada a la barra de 69 kV de Jivino, pierde el sincronismo luego de 5,4 s de despejada la falla. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada positiva, a 12 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: el máximo valor al que llegan es al 1,08 pu, se da luego de 2,9 s de haber sido despejada la falla. Luego de 9 s de haber sido despejada la falla ya llegan a valores menores al 1,04 pu.
	Barras de 230 kV: En Shushufindi y Jivino se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,41 pu para ambas. A los 4,4 s de despejada la falla, el voltaje en las dos barras empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.

	<p>Barras de 138 kV: En Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,42 pu, 0,43 pu, 0,65 pu y 0,83 pu, respectivamente. A los 4,9 s de despejada la falla los voltajes empiezan a oscilar, perdiendo estabilidad.</p> <p>Topo, Baños y Agoyán también pierden estabilidad, aproximadamente 5 s después de haber sido despejada la falla.</p>
	<p>Barras de 69 kV: En Lago Agrio, Jivino, Jivino 2, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,39 pu, 0,42 pu, 0,42 pu, 0,45 pu, 0,65 pu y 0,79 pu, respectivamente. A los 4,5 s de despejada la falla los voltajes, en cada una de las barras, empiezan a oscilar.</p>

Tabla III.29 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ Demanda Mínima

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia en demanda mínima se indican en la Tabla III.30.

PARÁMETRO	AFECCIÓN
Frecuencia	Oscila de manera ascendente, transcurre 2,5 s de despejada la falla y llega a un valor máximo de 60,18 Hz y empieza a descender.
Ángulos de rotores	La Central Jivino_1_4, conectada a la barra de 69 kV de Jivino, pierde el sincronismo luego de 6,6 s de despejada la falla. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada positiva, a 12 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: el máximo valor al que llegan es al 1,09 pu, se da luego de 2,5 s de haber sido despejada la falla. Luego de 8,2 s de haber sido despejada la falla se reducen a valores menores a 1,07 pu.
	Barras de 230 kV: En Shushufindi y Jivino se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,43 pu para ambas. A los 5,3 s de despejada la falla, el voltaje en las dos barras empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.
	Barras de 138 kV: En Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,44 pu, 0,46 pu, 0,66 pu y 0,84 pu, respectivamente. A los 6,2 s de despejada la falla los voltajes empiezan a oscilar, perdiendo estabilidad.
	Topo, Baños y Agoyán también pierden estabilidad aproximadamente a los 6 s de haber sido despejada la falla.
	Barras de 69 kV: En Lago Agrio, Jivino, Jivino 2, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia

fue de 0,42 pu, 0,43 pu, 0,43 pu, 0,48 pu, 0,66 pu y 0,84 pu respectivamente. A 6 s de despejada la falla los voltajes, en cada una de las barras, empiezan a oscilar, perdiendo estabilidad.

Tabla III.30 Particularidades de la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

3.3.5. Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22

Esta contingencia se refiere a la salida simultánea de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones Milagro y San Idelfonso. En la Figura III.19 se presenta el diagrama unifilar de la zona donde se presenta la contingencia.

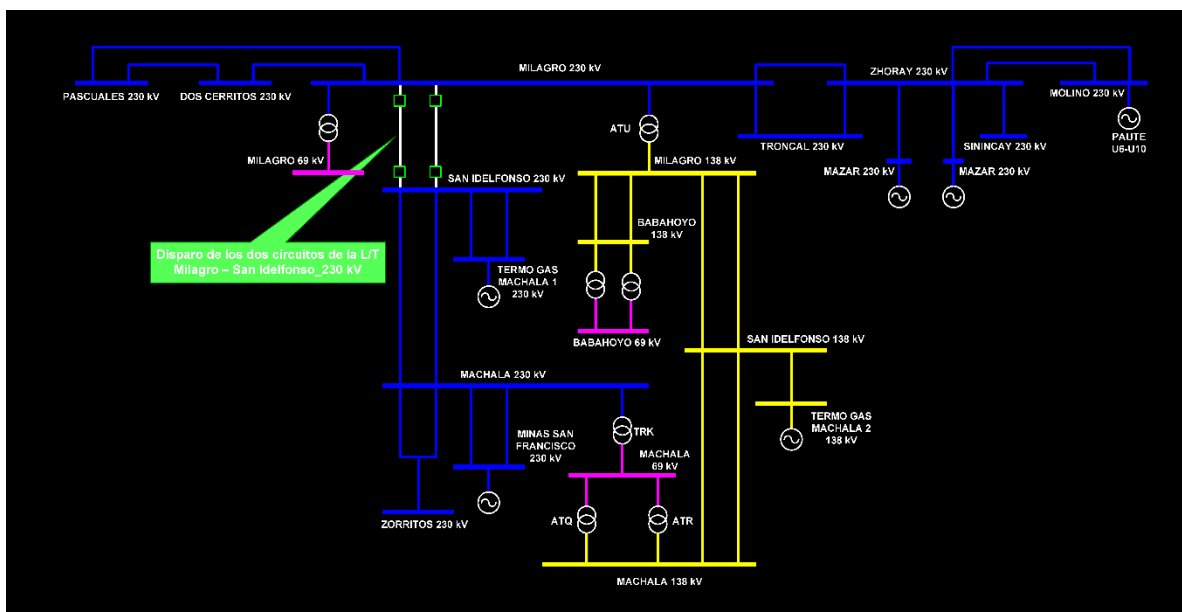


Figura III.19 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T Milagro – San Idelfonso_230 kV.

Fuente: Base de datos “Base_FACTS_2017” de PowerFactory

- **Alta Hidrología**

La salida intempestiva de estos dos circuitos provoca la pérdida de sincronismo de las unidades de generación de tres centrales, afectando la frecuencia del sistema. Además afecta sobre los perfiles de voltaje en barras de 500 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV.

- **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda máxima se indican en la Tabla III.31.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia desciende de manera oscilatoria, hay inestabilidad.
Ángulos de rotores	Las unidades de las centrales de generación Minas San Francisco, Termogas Machala 1 y Termogas Machala 2, pierden sincronismo y salen de servicio. El resto de unidades oscilan de manera amortiguada.
Voltajes	Barras de 500 kV: hay pérdida de estabilidad de todas las barras de 500 kV
	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad.
	Barras de 138 kV: en todas las barras de 138 kV se presenta pérdida de estabilidad. Las barras más afectadas son Milagro, San Idelfonso, Babahoyo, Machala y CT Termogas Machala 2.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras es totalmente inestable, las barras más afectadas son Babahoyo y Machala.

Tabla III.31 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda máxima

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda media se indican en la Tabla III.32.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia desciende de manera oscilatoria, hay inestabilidad.
Ángulos de rotores	Las unidades de las centrales de generación Minas San Francisco, Termogas Machala 1 y Termogas Machala 2, pierden el sincronismo. El resto de unidades oscilan de manera amortiguada.
Voltajes	Barras de 500 kV: hay pérdida de estabilidad de todas las barras de 500 kV
	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad.
	Barras de 138 kV: en todas las barras de 138 kV se presenta pérdida de estabilidad. Las barras más afectadas son Milagro, San Idelfonso, Babahoyo, Machala y CT Termogas Machala 2.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras es totalmente inestable, las barras más afectadas son Babahoyo y Machala.

Tabla III.32 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la

ocurrencia de la contingencia, en demanda mínima se indican en la Tabla III.33.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia oscila. Aproximadamente luego de 12 s de despejada la falla aumenta la amplitud de las oscilaciones, hay inestabilidad.
Ángulos de rotores	La central de generación Minas San Francisco pierde el sincronismo, esto ocurre a los 12 s de despejada la falla. El resto de unidades oscilan de manera amortiguada.
Voltajes	Barras de 500 kV: se presenta pérdida de estabilidad de todas las barras de 500 kV a los 12 s, cuando la central Minas San Francisco pierde el sincronismo.
	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad a los 12 s de despejada la falla.
	Barras de 138 kV: en todas las barras de 138 kV se presenta pérdida de estabilidad a los 12 s de despejada la falla. Las barras más afectadas son Milagro, San Idelfonso, Babahoyo, Machala y CT Termogas Machala 2.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras se hace totalmente inestable a los 12 s de despejada la falla, las barras más afectadas son Babahoyo y Machala.

Tabla III.33 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**

La salida intempestiva de estos dos circuitos causa problemas de voltaje en barras de 500 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV, también afecta la frecuencia. Para el caso de demanda mínima provoca la pérdida de sincronismo de algunas unidades de generación.

- **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda máxima se indican en la Tabla III.34.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia desciende, pero con oscilaciones cuya amplitud va aumentando.
Ángulos de rotores	Las unidades de generación oscilan, sin embargo no llegan a un nuevo punto de equilibrio. Las unidades más afectadas son las de Minas San Francisco, Termogas Machala 1 y Termogas Machala 2, cuyo ángulo de rotor con respecto a la máquina de referencia aumenta conforme transcurre el tiempo.

Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes de todas las barras de 500 kV oscilan, sin llegar a un nuevo punto de equilibrio
	Barras de 230 kV: el voltaje en estas barras oscila sin llegar a un nuevo punto de equilibrio. Las barras más afectadas son SAN Idelfonso, Termogas Machala 1, Machala y Minas San Francisco, cuyo voltaje pico de oscilación llega a 1,08 pu
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV oscilan, las más afectadas son Babahoyo, Milagro, Machala, San Idelfonso y CT TGM2. Luego de 447 ms de despejada la falla llegan a un voltaje pico de 0,51 pu, 0,86 pu las dos primeras y 0,92 pu las tres últimas. La amplitud de las oscilaciones aumenta conforme el tiempo transcurre.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras oscila. La barra más afectada es Babahoyo, luego de 437 ms de despejada la falla desciende a 0,84 pu.

Tabla III.34 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda media, se indican en la Tabla III.35.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia desciende, pero con oscilaciones cuya amplitud va aumentando.
Ángulos de rotores	Las unidades de generación oscilan, sin embargo no llegan a un nuevo punto de equilibrio. Las unidades más afectadas son las de Minas San Francisco, Termogas Machala 1 y Termogas Machala 2, cuyo ángulo de rotor con respecto a la máquina de referencia, aumenta conforme transcurre el tiempo.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes de todas las barras de 500 kV oscilan, sin llegar a un nuevo punto de equilibrio
	Barras de 230 kV: el voltaje en estas barras oscila sin llegar a un nuevo punto de equilibrio. Las barras más afectadas son SAN Idelfonso, Termogas Machala 1, Machala y Minas San Francisco, cuyo voltaje pico de oscilación llega a 1,08 pu
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV oscilan, las más afectadas son Babahoyo, Milagro, Machala, San Idelfonso y CT TGM2. Luego de 447 ms de despejada la falla llegan a un voltaje pico de 0,83 pu las dos primeras y 0,89 pu las tres últimas. La amplitud de las oscilaciones aumenta conforme el tiempo transcurre.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras oscila. La barra más afectada es Babahoyo, luego de 457 ms de despejada la falla desciende a 0,81 pu.

Tabla III.35 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda mínima, se indican en la Tabla III.36.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia desciende, pero con oscilaciones cuya amplitud disminuye al transcurrir el tiempo.
Ángulos de rotores	Las unidades de generación de las centrales Minas San Francisco, Termogas Machala 1 y Termogas Machala 2 pierden el sincronismo. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada, aproximadamente a los 12 s de despejada la falla llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes de todas las barras de 500 kV oscilan, sin llegar a un nuevo punto de equilibrio, hay pérdida de estabilidad.
	Barras de 230 kV: el voltaje en estas barras oscila sin llegar a un nuevo punto de equilibrio. Las barras más afectadas son Milagro, S. Idelfonso, Termogas Machala 1, Machala y Minas San Francisco, cuyos voltajes pico de oscilación tienen valores de 0,87 pu hasta 0,8 pu.
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 oscilan, las más afectadas son Milagro, Babahoyo, San Idelfonso, CT TGM2 y Machala. Llegan a voltajes pico de oscilación de 0,51 pu, 0,51 pu, 0,6 pu, 0,62 pu y 0,64 pu, respectivamente.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras oscila. Las barras más afectadas son Babahoyo y Machala, llegan a voltajes pico de oscilación de 0,49 pu y 0,68, respectivamente.

Tabla III.36 Particularidades de la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

3.3.6. Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22

Esta contingencia se refiere a la salida de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones San Idelfonso y Machala. En la Figura III.20 se presenta el diagrama unifilar de la zona donde se presenta la contingencia.

	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV oscilan, las más afectadas son Machala, CT TGM2, San Idelfonso, Babahoyo y Milagro, las tres primeras barras llegan a picos descendentes casi del 0 pu, las dos últimas llegan a valores del 0,59 pu.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras oscila. Luego de 6 s de haber sido despejada la falla pierden estabilidad. Las barras más afectadas son Machala y Babahoyo, Machala llega a voltajes pico de oscilación de casi el 0 pu y Babahoyo 0,59 pu.

Tabla III.37 Particularidades de la contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda media, se indican en la Tabla III.38.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia oscila hasta 9,1 s después de haber despejado la falla, luego de ese tiempo pierde estabilidad y empieza a descender de manera oscilatoria.
Ángulos de rotores	Las unidades de generación de las centrales Minas San Francisco y Termogas Machala 2 pierden el sincronismo. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada, aproximadamente a los 12 s de despejada la falla llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes de todas las barras de 500 kV oscilan, sin llegar a un nuevo punto de equilibrio. Aproximadamente a los 10 s de haber sido despejada la falla hay pérdida de estabilidad.
	Barras de 230 kV: el voltaje en estas barras oscila sin llegar a un nuevo punto de equilibrio. Pierden estabilidad aproximadamente a los 9 s de despejada la falla. Las barras más afectadas son Machala y Minas San Francisco, cuyos voltajes pico de oscilación, luego de 10 s de despejada la falla, llegan al 0,43 pu.
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 oscilan, las más afectadas son CT TGM2, San Idelfonso, Machala, Babahoyo y Milagro, las tres primeras barras llegan a picos descendentes casi del 0 pu, las dos últimas llegan a valores del 0,63 pu.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras oscila. Luego de 10 s de haber sido despejada la falla pierden estabilidad. Las barras más afectadas son Machala y Babahoyo, en Machala llega a voltajes pico de oscilación de casi el 0 pu y en Babahoyo al 0,65 pu.

Tabla III.38 Particularidades de la contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en demanda media.

Elaborado por: el autor

- **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda mínima, se indican en la Tabla III.39.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia oscila hasta 8,2 s después de haber despejado la falla, luego de ese tiempo pierde estabilidad.
Ángulos de rotores	Las unidades de generación de la central Minas San Francisco pierden el sincronismo. El resto de unidades de generación oscilan de manera amortiguada, aproximadamente a los 12 s de despejada la falla llegan a un nuevo punto de equilibrio.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes de todas las barras de 500 kV oscilan, sin llegar a un nuevo punto de equilibrio. Aproximadamente a los 9 s de haber sido despejada la falla hay pérdida de estabilidad.
	Barras de 230 kV: el voltaje en estas barras oscila sin llegar a un nuevo punto de equilibrio. Pierden estabilidad aproximadamente a los 9 s de despejada la falla. Las barras más afectadas son Machala y Minas San Francisco, cuyos voltajes pico de oscilación, luego de 8,4 s de despejada la falla, llegan al 0,3 pu.
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 oscilan sin llegar a un nuevo punto de equilibrio. Pierden estabilidad aproximadamente a los 9 s de despejada la falla. Las más afectadas son CT TGM2, San Idelfonso, Machala, Babahoyo y Milagro, las tres primeras barras llegan a picos descendentes casi del 0 pu, las dos últimas llegan a valores del 0,72 pu.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras oscila. Luego de 9 s de haber sido despejada la falla pierden estabilidad. Las barras más afectadas son Machala y Babahoyo, en Machala llega a voltajes pico de oscilación de casi el 0 pu y en Babahoyo al 0,69 pu.

Tabla III.39 Particularidades de la contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**

En baja hidrología, la salida intempestiva de los dos circuitos mencionados no produce consecuencias graves en el sistema, se restablece sin necesidad de ejecutar acciones remediales.

3.3.7. Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2

Esta contingencia se refiere a la salida simultánea de los dos circuitos, a nivel de 500 kV, que conectan las subestaciones San Rafael y Coca Codo Sinclair. En la

Figura III.21 se presenta el diagrama unifilar de la zona donde se presenta la contingencia.

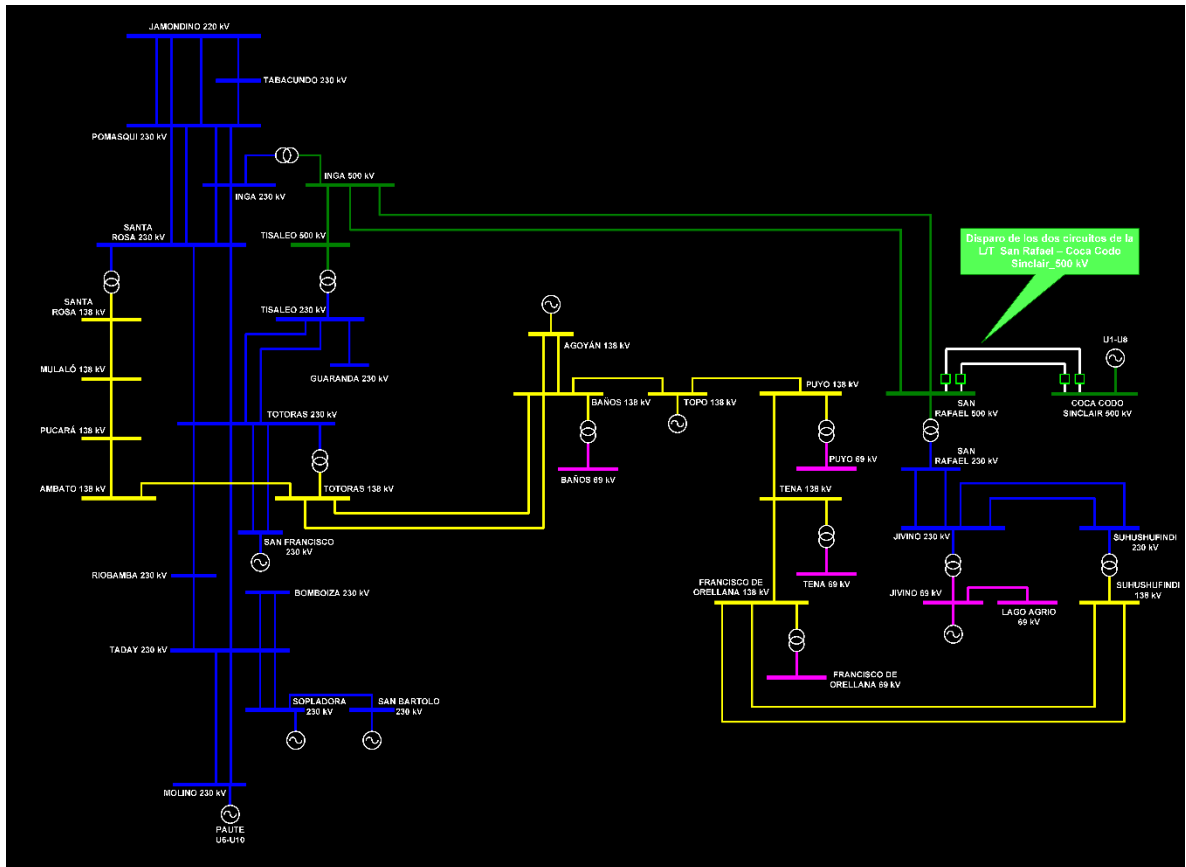


Figura III.21 Diagrama Unifilar de la zona de la contingencia N-2 de la L/T San Rafael – Coca Codo Sinclair_500 kV.

Fuente: Base de datos “Base_FACTS_2017” de PowerFactory

- **Alta Hidrología**

La salida intempestiva de estos dos circuitos provoca colapso en el sistema debido a pérdida de estabilidad de ángulo de rotor de las centrales de generación.

- **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda máxima, se indican en la Tabla III.40.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	

	La frecuencia en CCS se dispara. En Molino disminuye, luego de 479 ms de despejada la falla pasa por 59,5 Hz y sigue disminuyendo. Los EAC-BF se ejecutan y desconectan carga.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por bajo voltaje en Jamondino, esto sucede 0,96 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Sin excepción, todos los generadores pierden el sincronismo.
Voltajes	Barras de 500 kV: el voltaje en CCS sube rápidamente a los 477 ms de despejada la falla ya presenta valores de 1,2 pu, disparándose por completo. En San Rafael, Inga, Tisaleo y Chorrillos, se tiene voltajes post falla menores a 0,8 pu. A los 1,2 s de despejada la falla, el voltaje en estas barras empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.
	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad. Sin embargo, Tabacundo, Shushufindi, Jivino, Pomasqui, San Rafael, El Inga y S. Rosa son las barras más afectadas
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV presentan pérdida de estabilidad. Las barras más afectadas son Tulcán, Tabacundo, Francisco de Orellana, Shushufindi, San Antonio y Tena
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras es inestable. Las barras más afectadas son Ibarra, Tulcán, Tena y Lago Agrio.

Tabla III.40 Particularidades de la contingencia *L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2* en demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda media, se indican en la Tabla III.41.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	A 3,1 s de despejada la falla, la frecuencia llega su punto más bajo: 58,98 Hz. A partir de este punto intenta recuperarse. Los EAC-BF se ejecutan y desconectan carga.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por bajo voltaje en Jamondino, esto sucede 1,5 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Sin excepción, todos los generadores pierden el sincronismo.
Voltajes	Barras de 500 kV: el voltaje en CCS sube rápidamente a los 897 ms de despejada la falla ya presenta valores de 1,2 pu, disparándose por completo. En las subestaciones San Rafael, Inga, Tisaleo y Chorrillos, se presenta pérdida de estabilidad. Las más afectadas son San Rafael e Inga.

	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad. Sin embargo, Tabacundo, Pomasqui, Shushufindi y Jivino son las barras más afectadas.
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV presentan pérdida de estabilidad. Las barras más afectadas son Tulcán, Tabacundo, San Antonio, Francisco de Orellana y Shushufindi
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras es inestable. Las barras más afectadas son Ibarra, Tulcán y Lago Agrio.

Tabla III.41 Particularidades de la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda mínima, se indican en la Tabla III.42.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	A 3 s de despejada la falla, la frecuencia llega su punto más bajo: 58,62 Hz. A partir de este punto intenta recuperarse. Los EAC-BF se ejecutan y desconectan carga.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por bajo voltaje en Jamondino, esto sucede 1,3 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Sin excepción, todos los generadores pierden el sincronismo.
Voltajes	Barras de 500 kV: el voltaje en CCS sube rápidamente al 1 s de despejada la falla ya presenta valores de 1,2 pu, disparándose por completo. En las subestaciones San Rafael, Inga, Tisaleo y Chorrillos, se presenta pérdida de estabilidad.
	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad. Tabacundo es la barra más afectada.
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV presentan pérdida de estabilidad. Las barras más afectadas son Tulcán y Tabacundo.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras es inestable, presenta oscilaciones.

Tabla III.42 Particularidades de la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2 en demanda mínima.

Elaborado por: el autor

• **Baja Hidrología**

La salida intempestiva de estos dos circuitos provoca colapso en el sistema debido a pérdida de estabilidad de ángulo de rotor de las centrales de generación.

○ **Demanda Máxima**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda máxima, se indican en la Tabla III.43.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	A 3,2 s de despejada la falla, la frecuencia llega su punto más bajo: 58,68 Hz. A partir de este punto intenta recuperarse. Los EAC-BF se ejecutan y desconectan carga.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por bajo voltaje en Jamondino, esto sucede 1,2 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Sin excepción, todos los generadores pierden el sincronismo.
Voltajes	Barras de 500 kV: el voltaje en CCS sube rápidamente a los 717 ms de despejada la falla ya presenta valores de 1,2 pu, disparándose por completo. En las subestaciones San Rafael, Inga, Tisaleo y Chorrillos, se presenta pérdida de estabilidad.
	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad. Tabacundo es la barra más afectada.
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV presentan pérdida de estabilidad. Las barras más afectadas son Tulcán y Tabacundo.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras es inestable, presenta oscilaciones. Las barras más afectadas son Ibarra y Tulcán.

Tabla III.43 Particularidades de la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2 en demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Las particularidades más significativas que ocurren en el sistema, debido a la ocurrencia de la contingencia, en demanda media, se indican en la Tabla III.44.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	A 3,9 s de despejada la falla, la frecuencia llega su punto más bajo: 58,65 Hz. A partir de este punto intenta recuperarse. Los EAC-BF se ejecutan y desconectan carga.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por bajo voltaje en Jamondino, esto sucede 1,1 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Sin excepción, todos los generadores pierden el sincronismo.
Voltajes	Barras de 500 kV: el voltaje en CCS sube rápidamente a los 837 ms de despejada la falla ya presenta valores de 1,2 pu, disparándose por completo. En las subestaciones San Rafael, Inga, Tisaleo y Chorrillos, se presenta pérdida de estabilidad.

	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad. Tabacundo es la barra más afectada.
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV presentan pérdida de estabilidad. Las barras más afectadas son Tulcán y Tabacundo.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras es inestable, presenta oscilaciones. Las barras más afectadas son Ibarra y Tulcán.

Tabla III.44 Particularidades de la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2 en demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

En demanda mínima, la salida intempestiva de los dos circuitos mencionados no produce consecuencias graves en el sistema, se restablece sin necesidad de ejecutar acciones remediales.

3.4 Resumen y análisis de resultados

A continuación, en la Tabla III.45, se presenta un resumen de la caracterización de las contingencias más críticas, de grado N-2, que afectarían al S.N.I. considerando la topología del SNI del año 2017.

N°	CONTINGENCIA	ALTA HIDROLOGÍA			BAJA HIDROLOGÍA		
		Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
1	L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22	Problemas de bajo voltaje	Problemas de voltaje	Problemas de bajo voltaje	-----	-----	-----
2	L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Problemas de voltaje
3	L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje
4	L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje	Problemas de bajo voltaje
5	L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Problemas de estabilidad angular	Problemas de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular
6	L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	-----	-----	-----
7	L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	Pérdida de estabilidad angular	-----

Tabla III.45 Caracterización de Contingencias críticas del SNI
Elaborado por: *el autor*

En la Tabla III.46, se presenta con más detalle la caracterización de las contingencias críticas del S.N.I., identificadas para el año 2017.

N°	CONTINGENCIA	TIPO DE PROBLEMA	CARACTERÍSTICAS
1	L_CHOR_RDPAC_21- L_CHOR_RDPAC_22	Problemas de bajo voltaje	Se presentan bajos voltajes en Refinería del Pacífico, San Juan, San Gregorio y Montecristi.
2	L_INGA_SRAFA_5_1- L_INGA_SRAFA_5_2	Pérdida de estabilidad angular	Todas las unidades de generación pierden el sincronismo. Se dispara la interconexión con Colombia. Los EAC-BF se ejecutan, desconectando carga.
3	L_JIVI_SHUS_2_1- L_JIVI_SHUS_2_2	Problemas de bajo voltaje	Se presentan bajos voltajes en Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo. La Central Jivino pierde el sincronismo.
4	L_JIVI_SRAFA_2_1- L_JIVI_SRAFA_2_2	Problemas de bajo voltaje	Se presentan bajos voltajes en Shushufindi, Jivino, Francisco de Orellana, Tena, Puyo y Lago Agrio. Las centrales Jivino y Jivino1_4, pierden el sincronismo
5	L_MILA_SIDE_21- L_MILA_SIDE_22	Pérdida de estabilidad angular	Minas San Francisco, Termogas Machala 1 y Termogas Machala 2 pierden el sincronismo.
6	L_SIDE_MACH_21- L_SIDE_MACH_22	Pérdida de estabilidad angular	Minas San Francisco y Termogas Machala 2 pierden el sincronismo.
7	L_SRAFA_CCS_5_1- L_SRAFA_CCS_5_2	Pérdida de estabilidad angular	Todas las unidades de generación pierden el sincronismo. Se dispara la interconexión con Colombia. Los EAC-BF se ejecutan, desconectando carga.

Tabla III.46 Resumen de Caracterización de Contingencias críticas del SNI.
Elaborado por: el autor

De las siete contingencias críticas caracterizadas, se puede notar que tres de ellas presentan problemas de estabilidad de voltaje y las cuatro restantes presentan problemas de estabilidad angular.

Antes de que se llegue a la pérdida de estabilidad de la frecuencia, los EAC-BF se activan y desconectan carga, esto se puede evidenciar en contingencias con pérdida de estabilidad angular que llevan al colapso total del sistema.

CAPÍTULO IV

IV. DETERMINACIÓN Y VALIDACIÓN DEL CONJUNTO DE ACCIONES SISTÉMICAS

En este capítulo, en primera instancia, se evaluará si el conjunto de acciones remediales implementado en el Sistema de Protección Sistémica al año 2014 permitirá mitigar las contingencias críticas de la topología del SNI del año 2017. Si las acciones remediales mencionadas no mitigan las contingencias, entonces se procederá a obtener y validar el conjunto de acciones remediales necesarias para mitigar los efectos adversos de las contingencias críticas identificadas en el capítulo anterior.

4.1 Evaluación del conjunto de acciones remediales del SPS implementadas al año 2014 para mitigar las contingencias críticas identificadas en el SNI para el año 2017

A continuación se evalúa si las acciones remediales del SPS para el año 2014, implementadas para mitigar los efectos adversos de la salida simultánea de los dos circuitos de la L/T Santa Rosa-Totoras (ver Anexo 7), contribuyen a la mitigación de los efectos adversos identificados para cada una de las contingencias críticas definidas en el capítulo anterior.

Es importante señalar que el conjunto de acciones remediales, para cada contingencia analizada, fueron ejecutadas para condiciones de demanda máxima en alta hidrología, luego de transcurridos 200 milisegundos después de presentarse la contingencia N-2. Las gráficas de simulación dinámica, obtenidas con la ayuda del software PowerFactory se presentan en el Anexo 8.

4.1.1. Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22

En la Tabla IV.1 se resumen los resultados obtenidos debido a la actuación del SPS mencionado, ante la salida súbita de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones Chorrillos y Refinería del Pacífico.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Tiene un aumento más considerable, a 11,4 s de despejada la falla llega a su máximo valor: 60,81 Hz. Luego de este punto empieza a descender, esto se debe a la desconexión de carga en el sistema.

Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por sobre potencia inversa, esto sucede 1,9 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Pierden el sincronismo las unidades de cuatro centrales de generación: EQEMELNORTE_IBA, San José, Pasochoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo. El resto de unidades oscilan de manera amortiguada, entre 9 s y 12 s de despejada la falla se estabilizan y llegan a un nuevo punto de equilibrio, tienen una diferencia angular aproximadamente 40° más que cuando ocurrió la contingencia y no actuó el SPS.
Voltajes	Barras de 500 kV: tienen un aumento de voltaje, sobre todo San Rafael y CCS, que llegan al 1,2 pu. Luego de este punto empiezan a descender.
	Barras de 230 kV: el voltaje post-falla en San Juan y Refinería del Pacífico es de 0,84 pu. En San Gregorio se tiene 0,87 pu. Las barras situadas al nororiente del SNI tienen aumento en sus voltajes, no superan el 1,17 pu. Aproximadamente 9 s después de despejada la falla empieza a descender. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Aproximadamente luego de 10 s de despejada la falla se estabilizan en sus voltajes pre-falla.
	Barras de 138 kV: en San Gregorio y Montecristi se tiene voltajes post-falla de 0,88 pu y 0,89 pu, respectivamente. En Ibarra y Tulcán llega casi al 0 pu. Las barras del nororiente aumentan su voltaje, aproximadamente luego de 7 s de despejada la falla empiezan a descender los mismos. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Aproximadamente luego de 8 s de despejada la falla se estabilizan en sus voltajes pre-falla.
	Barras de 69 kV: en San Juan, San Gregorio y Montecristi se tiene voltajes post-falla de 0,85 pu, 0,87 pu y 0,89 pu, respectivamente. En Ibarra y Tulcán llega casi al 0 pu. Las barras del nororiente aumentan su voltaje, que no superan el 1,17 pu, aproximadamente luego de 7 s de despejada la falla empiezan a descender los mismos. En el resto de barras no se presentan bajos voltajes. Aproximadamente luego de 10 s de despejada la falla se estabilizan en sus voltajes pre-falla.

Tabla IV.1 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22.

Elaborado por: el autor

4.1.2. Contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2

En la Tabla IV.2 se presenta las características principales que ocurren en el sistema debido a la actuación del SPS mencionado, ante la salida súbita de los dos circuitos, a nivel de 500 kV, que conectan las subestaciones El Inga y San Rafael.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia en CCS se dispara. En Molino disminuye y empieza a oscilar entre el valor industrial y 59,5 Hz, no sobrepasa valores que hagan ejecutar los EAC-BF.
Ángulos de rotores	Pierden el sincronismo las unidades de siete centrales de generación: CCS, JIVINO_1_4, JIVINO, EQEMELNORTE_IBA, San José, Paschocha y la Central Hidroeléctrica Guangopolo.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes en CCS y San Rafael suben rápidamente, a 615 ms de despejada la falla ya presentan valores de 1,2 pu, disparándose por completo los voltajes. En las subestaciones Inga, Tisaleo y Chorrillos descienden a valores no menores al 0,90 pu. Sin embargo oscilan con una diferencia de 16 kV entre pico y pico.
	Barras de 230 kV: en Tabacundo, Pomasqui, Inga y Santa Rosa desciende a 0,87 pu, oscilando sin disminuir de ese valor. En San Rafael, Jivino y Shushufindi los voltajes aumentan de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad.
	Barras de 138 kV: en Francisco de Orellana y Shushufindi el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Tena, Puyo, Topo, Baños y Agoyán, el voltaje desciende a valores menores a 0,8 pu. Pierden la estabilidad.
	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Jivino 1, Jivino 2, Lago Agrio, el voltaje aumenta de manera oscilatoria, perdiendo estabilidad. En Puyo y Tena, el voltaje desciende a valores menores a 0,8 pu. Presentan pérdida de estabilidad.

Tabla IV.2 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2.

Elaborado por: el autor

4.1.3. Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2

En la Tabla IV.3 se presenta las características principales que ocurren en el sistema debido a la actuación del SPS mencionado, ante la salida súbita de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones Jivino y Shushufindi.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de 12,32 s de despejada la falla llega a su valor máximo: 61,03 Hz. A partir de este punto empieza a descender.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por sobre potencia inversa, esto sucede 1,9 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Pierden el sincronismo las unidades de cinco centrales de generación: JIVINO, EQEMELNORTE_IBA, San José, Paschocha y la Central Hidroeléctrica Guangopolo.
Voltajes	Barras de 500 kV: tienen un aumento de voltaje, sobre todo San Rafael y CCS, que superan el 1,2 pu. Luego de este punto empiezan a descender.

	Barras de 230 kV: en Shushufindi se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,48 pu, se mantiene en ese voltaje por 7 s y empieza a oscilar, perdiendo estabilidad. Tisaleo, Guaranda, Totoras, San Francisco y Riobamba aumentan el voltaje, no superan el 1,1 pu, y empiezan a descender.
	Barras de 138 kV: Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena, Puyo y Topo presentan bajos voltajes: 0,49 pu, 0,5 pu, 0,66 pu, 0,84 pu y 0,91 pu, respectivamente. Luego de 7 s de despejada la falla empiezan a oscilar perdiendo estabilidad. Ibarra y Tulcán llegan casi al 0 pu.
	Barras de 69 kV: en Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,53 pu, 0,66 pu y 0,84 pu, respectivamente. En Francisco de Orellana el voltaje tiende a ir disminuyendo, tras 6 s de despejada la falla, el voltaje colapsa y empieza a oscilar. En Tena y Puyo, permanece en el nuevo punto de equilibrio por 7 s y empieza a oscilar. Ibarra y Tulcán llegan casi al 0 pu.

Tabla IV.3 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2.

Elaborado por: el autor

4.1.4. Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2

En la Tabla IV.4 se presenta las características principales que ocurren en el sistema debido a la actuación del SPS mencionado, ante la salida súbita de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones Jivino y San Rafael.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	Luego de 12,6 s de despejada la falla, llega a su máximo valor: 61,16 Hz. A partir de este punto empieza a descender.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por sobre potencia inversa, esto sucede 1,9 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Pierden el sincronismo las unidades de seis centrales de generación: JIVINO, JIVINO_1_4, EQEMELNORTE_IBA, San José, Paschoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo.
Voltajes	Barras de 500 kV: tienen un aumento de voltaje, sobre todo San Rafael y CCS, que superan el 1,2 pu. Luego de este punto empiezan a descender.
	Barras de 230 kV: En Shushufindi y Jivino se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,43 pu para ambas. A los 4 s de despejada la falla, el voltaje en las dos barras empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.
	Barras de 138 kV: En Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena, Puyo y Topo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,44 pu, 0,45 pu, 0,66 pu, 0,84 pu y 0,91 pu, respectivamente. A los 4,5 s de despejada la falla los voltajes empiezan a oscilar. Ibarra y Tulcán llegan casi al 0 pu.

	Baños y Agoyán también pierden estabilidad, aproximadamente luego de 4,5 s de haber sido despejada la falla.
	Barras de 69 kV: En Lago Agrio, Jivino, Jivino 2, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se presentan bajos voltajes. El voltaje post contingencia fue de 0,39 pu, 0,45 pu, 0,45 pu, 0,49 pu, 0,65 pu y 0,84 pu respectivamente. A los 4,5 s de despejada la falla los voltajes, en cada una de las barras, empiezan a oscilar, perdiendo estabilidad. Ibarra y Tulcán llegan casi al 0 pu.

Tabla IV.4 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2.
Elaborado por: el autor

4.1.5. Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22

En la Tabla IV.5 se presenta las características principales que ocurren en el sistema debido a la actuación del SPS mencionado, ante la salida súbita de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones Milagro y San Idelfonso.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia sube de manera oscilatoria, hay inestabilidad.
Ángulos de rotores	Pierden el sincronismo las unidades de siete centrales de generación: Termogas Machala 2, Termogas Machala, Minas San Francisco, EQEMELNORTE_IBA, San José, Pasochoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo.
Voltajes	Barras de 500 kV: hay pérdida de estabilidad de todas las barras de 500 kV
	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad.
	Barras de 138 kV: en todas las barras de 138 kV se presenta pérdida de estabilidad. Las barras más afectadas son Milagro, San Idelfonso, Babahoyo, Machala y CT Termogas Machala 2, se encuentran por debajo del 0,8 pu.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras presenta oscilaciones, es totalmente inestable, las barras más afectadas son Babahoyo y Machala, se encuentran por debajo del 0,8 pu.

Tabla IV.5 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22.
Elaborado por: el autor

4.1.6. Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22

En la Tabla IV.6 se presenta las características principales que ocurren en el sistema debido a la actuación del SPS mencionado, ante la salida súbita de los dos circuitos, a nivel de 230 kV, que conectan las subestaciones San Idelfonso y Machala.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia aumenta, aproximadamente 6 s después de haber sido despejada la falla llega a 60,5 Hz y empieza a oscilar, perdiendo estabilidad.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por sobre potencia inversa, esto sucede 2,16 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Pierden el sincronismo las unidades de seis centrales de generación: Termogas Machala 2, Minas San Francisco, EQEMELNORTE_IBA, San José, Pasochoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo.
Voltajes	Barras de 500 kV: los voltajes de todas las barras de 500 kV aproximadamente a los 6s de haber sido despejada tienen pérdida de estabilidad.
	Barras de 230 kV: el voltaje en estas barras oscila sin llegar a un nuevo punto de equilibrio, pierden estabilidad aproximadamente 6 s después de despejada la falla. Las barras más afectadas son Machala y Minas San Francisco, cuyos voltajes pico de oscilación, luego de 6 s de despejada la falla, llegan al 0,45 pu.
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV oscilan, pierden estabilidad aproximadamente 6 s después de despejada la falla. Las más afectadas son Machala, CT TGM2, San Idelfonso, Babahoyo y Milagro.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras oscila. Luego de 6 s de haber sido despejada la falla pierden estabilidad. Las barras más afectadas son Machala y Babahoyo.

Tabla IV.6 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22.

Elaborado por: el autor

4.1.7. Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2

En la Tabla IV.7 se presenta las características principales que ocurren en el sistema debido a la actuación del SPS mencionado, ante la salida súbita de los dos circuitos, a nivel de 500 kV, que conectan las subestaciones San Rafael y Coca Codo Sinclair.

PARÁMETRO	AFECTACIÓN
Frecuencia	La frecuencia en CCS se dispara. En Molino disminuye, luego de 1,3 s de despejada la falla pasa por 59,5 Hz y sigue disminuyendo, luego de 2,77 s de despejada la falla llega a su punto más bajo: 58,82 Hz y empieza a subir Los EAC-BF se ejecutan y desconectan carga.
Interconexiones	Los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan por bajo voltaje en Jamondino, esto sucede 1,04 s después de despejada la falla.
Ángulos de rotores	Sin excepción, todos los generadores pierden el sincronismo.

Voltajes	Barras de 500 kV: el voltaje en CCS sube rápidamente a los 477 ms de despejada la falla ya presenta valores de 1,2 pu, disparándose por completo. En San Rafael, Inga, Tisaleo y Chorrillos el voltaje empieza a oscilar sin llegar a un nuevo punto de equilibrio.
	Barras de 230 kV: en todas las barras de 230 kV se presenta pérdida de estabilidad. Sin embargo, Tabacundo, Jamondino, Pomasqui, Shushufindi, Jivino, Inga, Santa Rosa y San Rafael son las barras más afectadas.
	Barras de 138 kV: todas las barras de 138 kV presentan pérdida de estabilidad. Las barras más afectadas son Tabacundo, San Antonio, Francisco de Orellana, Shushufindi y Tena.
	Barras de 69 kV: el voltaje en estas barras es inestable. Las barras más afectadas son Lago Agrio, Jivino, Francisco de Orellana y Tena.

Tabla IV.7 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2.

Elaborado por: el autor

4.1.8. Resumen de resultados

En la Tabla IV.8 se presenta un resumen de los efectos en el SNI luego de que las acciones remediales del año 2014 actúan ante las contingencias analizadas.

N°	CONTINGENCIA	CARACTERÍSTICAS	SE MITIGÓ LA CONTINGENCIA
1	L_CHOR_RDPAC_21- L_CHOR_RDPAC_22	Se presentan bajos voltajes en Refinería del Pacífico, San Juan, San Gregorio y Montecristi. Pierden el sincronismo las unidades de las centrales: EQEMELNORTE_IBA, San José, Paschoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo. Debido a las acciones remediales ejecutadas se disparan los circuitos de la interconexión con Colombia.	NO
2	L_INGA_SRAFA_5_1- L_INGA_SRAFA_5_2	Pierden el sincronismo las unidades de siete centrales de generación: CCS, JIVINO_1_4, JIVINO, EQEMELNORTE_IBA, San José, Paschoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo. Se presentan bajos voltajes y pérdida de estabilidad en varias barras del sistema.	NO
3	L_JIVI_SHUS_2_1- L_JIVI_SHUS_2_2	Se presentan bajos voltajes en Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo. Pierden el sincronismo las unidades de cinco centrales de generación: JIVINO, EQEMELNORTE_IBA, San José, Paschoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo. Debido a las acciones remediales ejecutadas se disparan los circuitos de la interconexión con Colombia.	NO

4	L_JIVI_SRAFA_2_1- L_JIVI_SRAFA_2_2	Se presentan bajos voltajes en Shushufindi, Jivino, Francisco de Orellana, Tena, Puyo y Lago Agrio. Pierden el sincronismo las unidades de seis centrales de generación: JIVINO, JIVINO_1_4, EQEMELNORTE_IBA, San José, Paschoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo. Debido a las acciones remediales ejecutadas se disparan los circuitos de la interconexión con Colombia.	NO
5	L_MILA_SIDE_21- L_MILA_SIDE_22	Pierden el sincronismo las unidades de siete centrales de generación: Termogas Machala 2, Termogas Machala, Minas San Francisco, EQEMELNORTE_IBA, San José, Paschoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo. Hay pérdida de estabilidad de voltaje en todas las barras del sistema.	NO
6	L_SIDE_MACH_21- L_SIDE_MACH_22	Pierden el sincronismo las unidades de seis centrales de generación: Termogas Machala 2, Minas San Francisco, EQEMELNORTE_IBA, San José, Paschoa y la Central Hidroeléctrica Guangopolo. Debido a las acciones remediales ejecutadas se disparan los circuitos de la interconexión con Colombia. Hay pérdida de estabilidad de voltaje en varias barras del sistema.	NO
7	L_SRAFA_CCS_5_1- L_SRAFA_CCS_5_2	Todas las unidades de generación pierden el sincronismo. Se dispara la interconexión con Colombia. Los EAC-BF se ejecutan, desconectando carga. Hay pérdida de estabilidad de voltaje en varias barras del sistema.	NO

Tabla IV.8 Características principales del SNI por actuación del SPS ante contingencias analizadas.

Elaborado por: el autor

4.2 Determinación del conjunto de acciones remediales del SNI para el año 2017

Debido a que el conjunto de acciones remediales implementadas al año 2014 no permitió la mitigación de ninguna de las contingencias críticas identificadas previamente, a continuación se procederá a determinar el conjunto de acciones remediales para cada una de las contingencias analizadas anteriormente. Las gráficas de simulación dinámica, obtenidas con el software PowerFactory de DlgSILENT, se presentan en el Anexo 9.

Para cada una de las contingencias se considera que el tiempo máximo de retardo para la ejecución de las acciones remediales es de 200 ms, transcurridos

desde el momento en que se registra en el S.N.I. la contingencia N-2. Este tiempo fue definido por el CENACE como parte de los análisis eléctricos previos a la implementación del SPS.

4.2.1. Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC

- **Alta Hidrología**
 - **Demanda Máxima**

En demanda máxima es necesario realizar únicamente deslastre de carga. En la Tabla IV.9 se indica las acciones remediales a tomar.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
San Juan	Apertura de la posición: San Juan 69 kV	Carga de la S/E San Juan	200 ms
Montecristi	Apertura de la posición: Manta 69 kV	Carga de la S/E Montecristi	
San Gregorio	Apertura de la posición: San Gregorio 69 kV	Carga de la S/E San Gregorio	

Tabla IV.9 Acciones remediales para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.10 se puede ver la carga desconectada en la empresa distribuidora.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL – Manabí	294	119	175

Tabla IV.10 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

- **Demanda Media**

En demanda media es necesario realizar únicamente deslastre de carga. En la Tabla IV.11 se indica las acciones remediales a tomar.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
San Juan	Apertura de la posición: San Juan 69 kV	Carga de la S/E San Juan	200 ms
Montecristi	Apertura de la posición: Manta 69 kV	Carga de la S/E Montecristi	
San Gregorio	Apertura de la posición: San Gregorio 69 kV	Carga de la S/E San Gregorio	

Tabla IV.11 Acciones remediales para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.
Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.12 se puede ver la carga desconectada en la empresa distribuidora.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL – Manabí	224	89	135

Tabla IV.12 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.
Elaborado por: el autor

○ Demanda Mínima

En demanda mínima es necesario realizar únicamente deslastre de carga. En la Tabla IV.13 se indica las acciones remediales a tomar.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
San Juan	Apertura de la posición: San Juan 69 kV	Carga de la S/E San Juan	200 ms
Montecristi	Apertura de la posición: Manta 69 kV	Carga de la S/E Montecristi	
San Gregorio	Apertura de la posición: San Gregorio 69 kV	Carga de la S/E San Gregorio	

Tabla IV.13 Acciones remediales para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.
Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.14 se puede ver la carga desconectada en la empresa distribuidora.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL – Manabí	208	81	127

Tabla IV.14 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.1 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para las demandas: máxima, media y mínima bajo condiciones de alta hidrología.

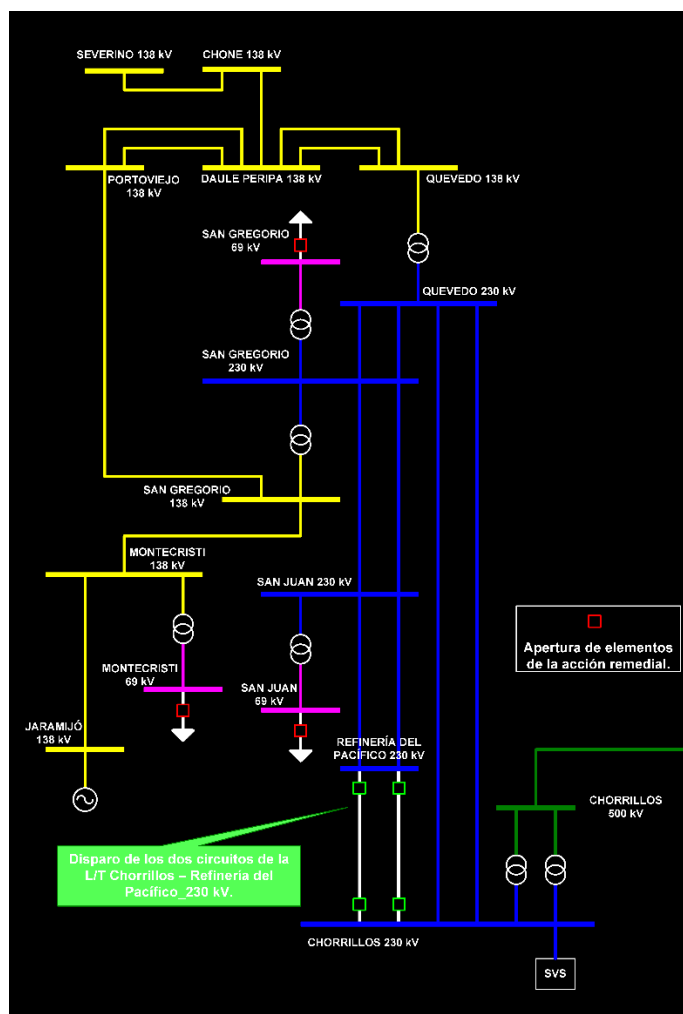


Figura IV.1 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima, media y mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**

Para condiciones de baja hidrología no es necesario ejecutar acciones remediales en el S.N.I., debido a que en estas condiciones el sistema se restablece sin la necesidad de ejecutar acciones remediales.

4.2.2. Contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2

- **Alta Hidrología**

- **Demanda Máxima**

En demanda máxima es necesario formar dos islas eléctricas, separar la red de 500 kV y desconectar carga en el norte y nororiente del país. En la Tabla IV.15 se indica las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del SNT.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Taday	Apertura de las posiciones: Riobamba 230 kV y Totoras 230 kV	L/T Taday-Riobamba 230 kV L/T Taday-Totoras 230 kV	200 ms
Toachi	Apertura de las posiciones: Santa Rosa 1 y 2 230 kV	L/T Santa Rosa-Toachi 230 kV, C1 y C2	
Inga	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, T2 y T3 230 kV	Transformadores T1, T2 y T3 500/230 kV	
Chorrillos	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, y T2 230 kV	Transformadores T1 y T2 500/230 kV	
Tisaleo	Apertura de la posición: Transformador T1 230 kV	Transformador T1 500/230 kV	
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	
Tabacundo	Apertura de las posiciones: Ibarra 1 y 2 138 kV	L/T Tabacundo-Ibarra 138 kV, C1 y C2 (toda la carga de EMELNORTE)	
Santa Rosa	Apertura de la posición: E. Espejo 138 kV	L/T Santa Rosa-E. espejo 138 kV	

Tabla IV.15 Acciones remediales en el SNT para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

En tanto que en la Tabla IV.16 se presenta las acciones a efectuarse en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.).

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
San Roque No. 7	Apertura de la posición: Barrio Nuevo 46 kV	Carga de las S/E's Barrio Nuevo No. 3 y Eplicachima No. 21	200 ms
Santa Rosa No. 37	Apertura de las posiciones: Eplicachima 1 y 2 46 kV		
Sur No. 20	Apertura de la posición: Eplicachima 46 kV		
Selva Alegre No. 41	Apertura de la posición: Chilibulo 138 kV	Carga de las S/E's Chilibulo No. 5 y E. Espejo No. 59	
Cotocollao No. 19	Apertura de: Alimentación en 46 kV	Carga de la S/E Cotocollao No. 19	

Tabla IV.16 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1- L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.17 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
Empresa Eléctrica Quito	1066	800	266
EMELNORTE	130	0	130
CNEL-Sucumbíos	331	17	314
TOTAL	1527	817	710

Tabla IV.17 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1- L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.2 y Figura IV.3 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima bajo condiciones de alta hidrología.

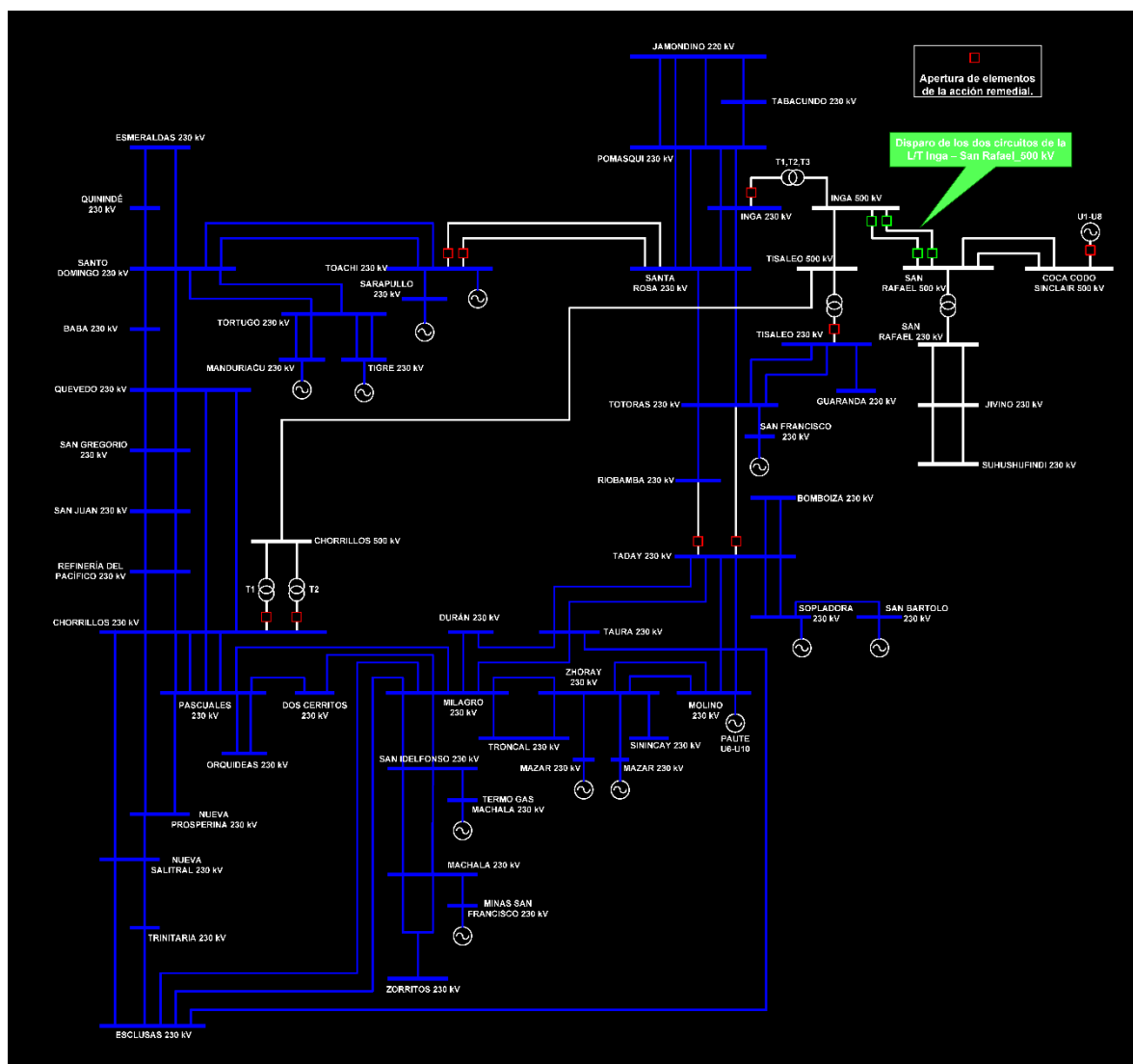


Figura IV.2 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5.2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.
Elaborado por: el autor

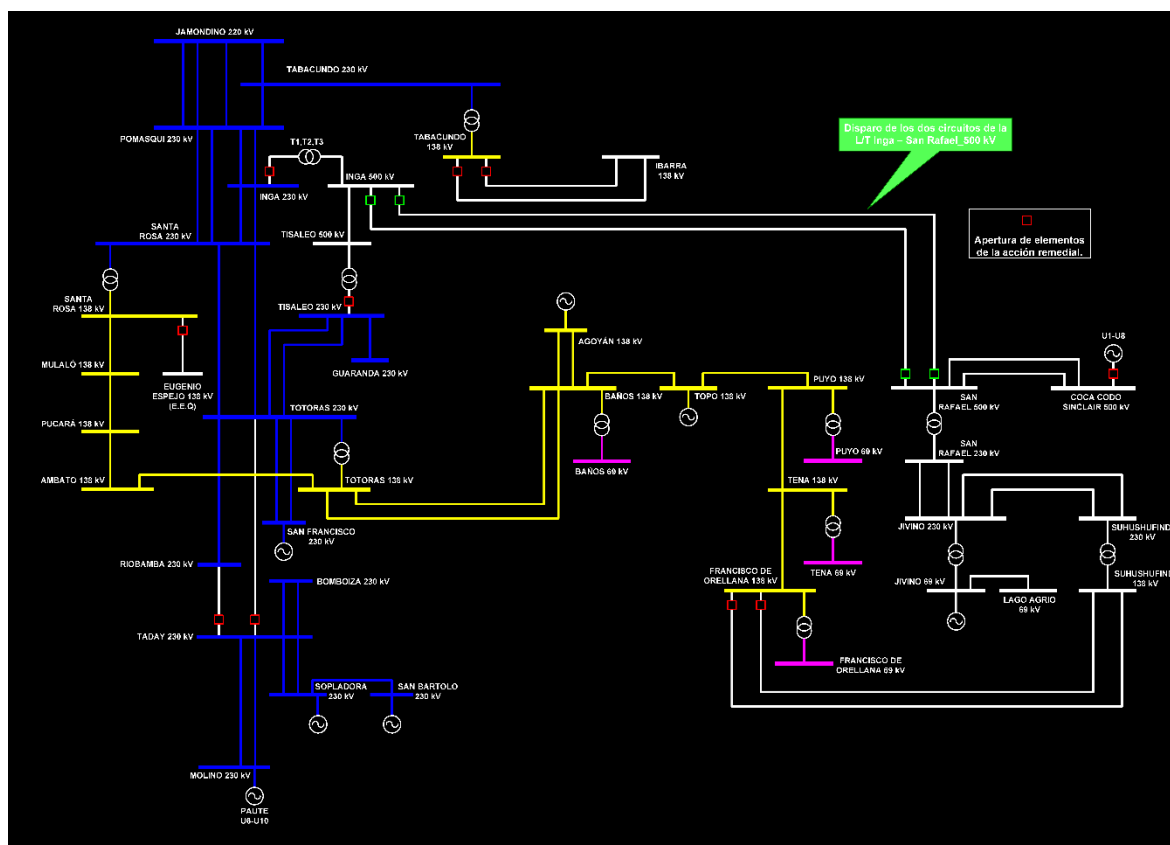


Figura IV.3 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima (cont.).

Elaborado por: el autor

○ Demanda Media

Para demanda media se recomienda desconectar carga al nororiente del país. Las acciones remediales se pueden ver en la Tabla IV.18.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms

Tabla IV.18 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.19 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	317	12	305
TOTAL	317	12	305

Tabla IV.19 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Para demanda mínima se recomienda desconectar carga al nororiente del país. Las acciones remediales se pueden ver en la Tabla IV.20.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms

Tabla IV.20 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.21 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	301	9	292
TOTAL	301	9	292

Tabla IV.21 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.4 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda media y mínima bajo condiciones de alta hidrología.

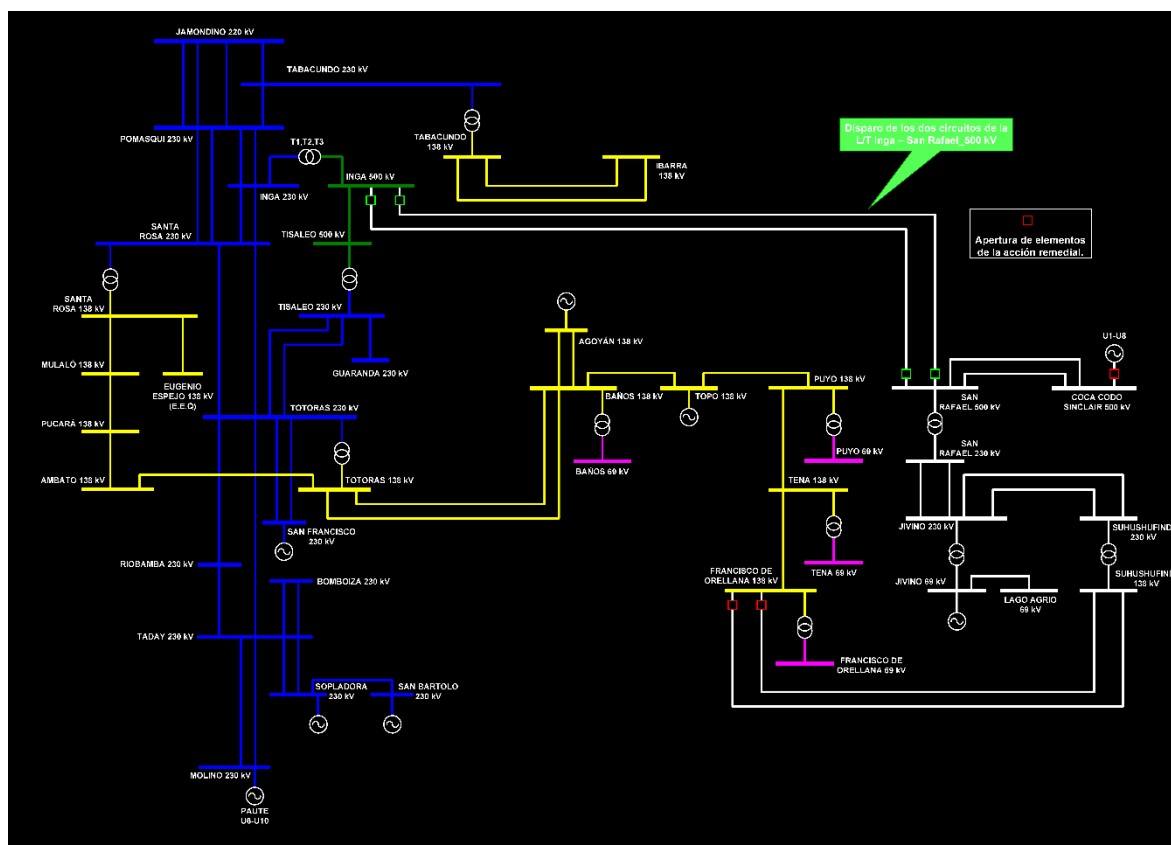


Figura IV.4 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media y mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**
 - **Demanda Máxima**

Para demanda máxima, en condiciones de baja hidrología se recomienda desconectar carga al norte y nororiente del país. Las acciones a tomar en las instalaciones del SNT se pueden ver en la Tabla IV.22.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms
Tabacundo	Apertura de las posiciones: Ibarra 1 y 2 138 kV	L/T Tabacundo-Ibarra 138 kV, C1 y C2 (toda la carga de EMELNORTE)	
Santa Rosa	Apertura de la posición: E. Espejo 138 kV	L/T Santa Rosa-E. espejo 138 kV	

Tabla IV.22 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

En tanto que en la Tabla IV.23 se presenta las acciones a efectuarse en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.).

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
San Roque No. 7	Apertura de la posición: Barrio Nuevo 46 kV	Carga de las S/E's Barrio Nuevo No. 3 y Eplicachima No. 21	200 ms
Santa Rosa No. 37	Apertura de las posiciones: Eplicachima 1 y 2 46 kV		
Sur No. 20	Apertura de la posición: Eplicachima 46 kV		
Selva Alegre No. 41	Apertura de la posición: Chilibulo 138 kV	Carga de las S/E's Chilibulo No. 5 y E. Espejo No. 59	
Cotocollao No. 19	Apertura de: Alimentación en 46 kV	Carga de la S/E Cotocollao No. 19	

Tabla IV.23 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.24 se puede ver la carga abastecida y desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
Empresa Eléctrica Quito	1066	800	266
EMELNORTE	130	0	130
CNEL-Sucumbíos	341	17	324
TOTAL	1537	817	720

Tabla IV.24 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.5 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima bajo condiciones de baja hidrología.

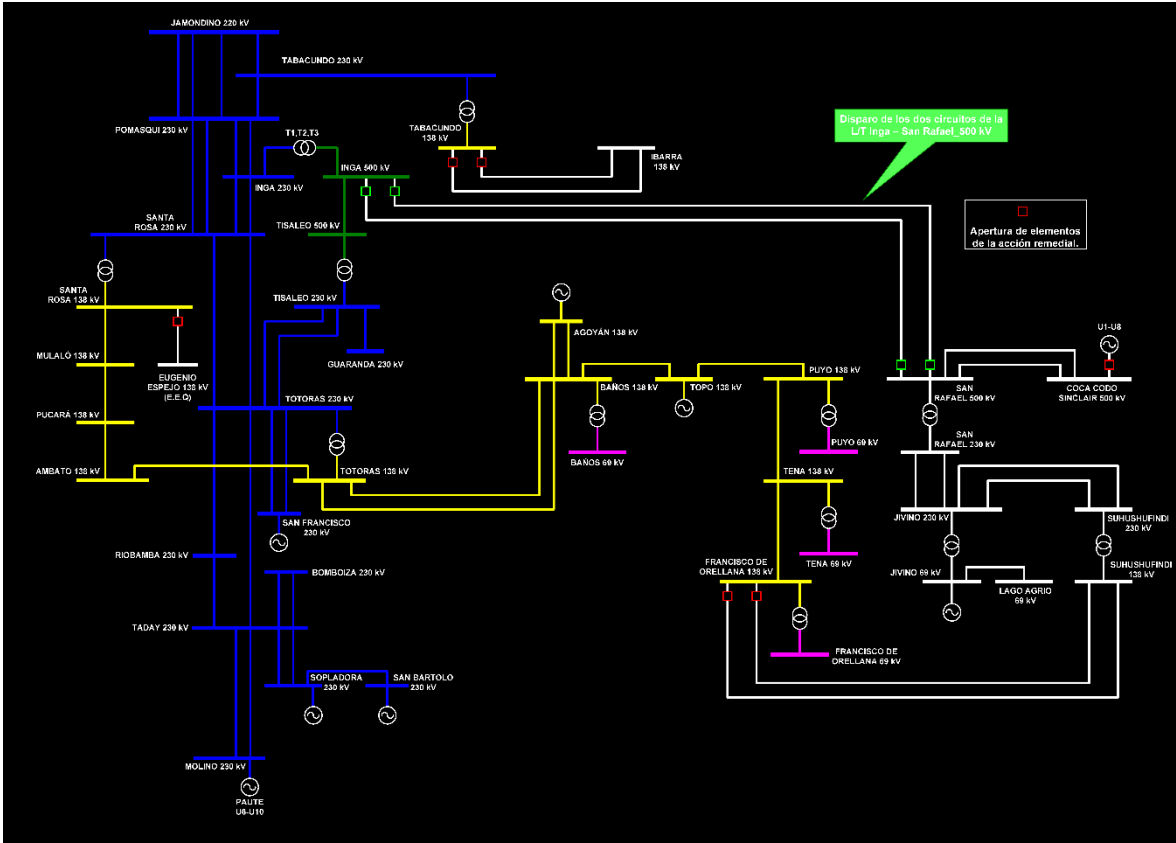


Figura IV.5 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ Demanda Media

Para demanda media, en condiciones de baja hidrología se recomienda desconectar carga al norte y nororiente del país. Las acciones a tomar en las instalaciones del SNT se pueden ver en la Tabla IV.25.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms
Tabacundo	Apertura de las posiciones: Ibarra 1 y 2 138 kV	L/T Tabacundo-Ibarra 138 kV, C1 y C2 (toda la carga de EMELNORTE)	

Tabla IV.25 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

En tanto que en la Tabla IV.26 se presenta las acciones a efectuarse en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.).

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
San Roque No. 7	Apertura de la posición: Barrio Nuevo 46 kV	Carga de las S/E's Barrio Nuevo No. 3 y Eplicachima No. 21	200 ms
Santa Rosa No. 37	Apertura de las posiciones: Eplicachima 1 y 2 46 kV		
Sur No. 20	Apertura de la posición: Eplicachima 46 kV		
Cotocollao No. 19	Apertura de: Alimentación en 46 kV	Carga de la S/E Cotocollao No. 19	

Tabla IV.26 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.27 se puede ver la carga abastecida y desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
Empresa Eléctrica Quito	831	716	115
EMELNORTE	114	0	114
CNEL-Sucumbíos	317	12	305
TOTAL	1262	728	534

Tabla IV.27 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.6 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda media bajo condiciones

de baja hidrología.

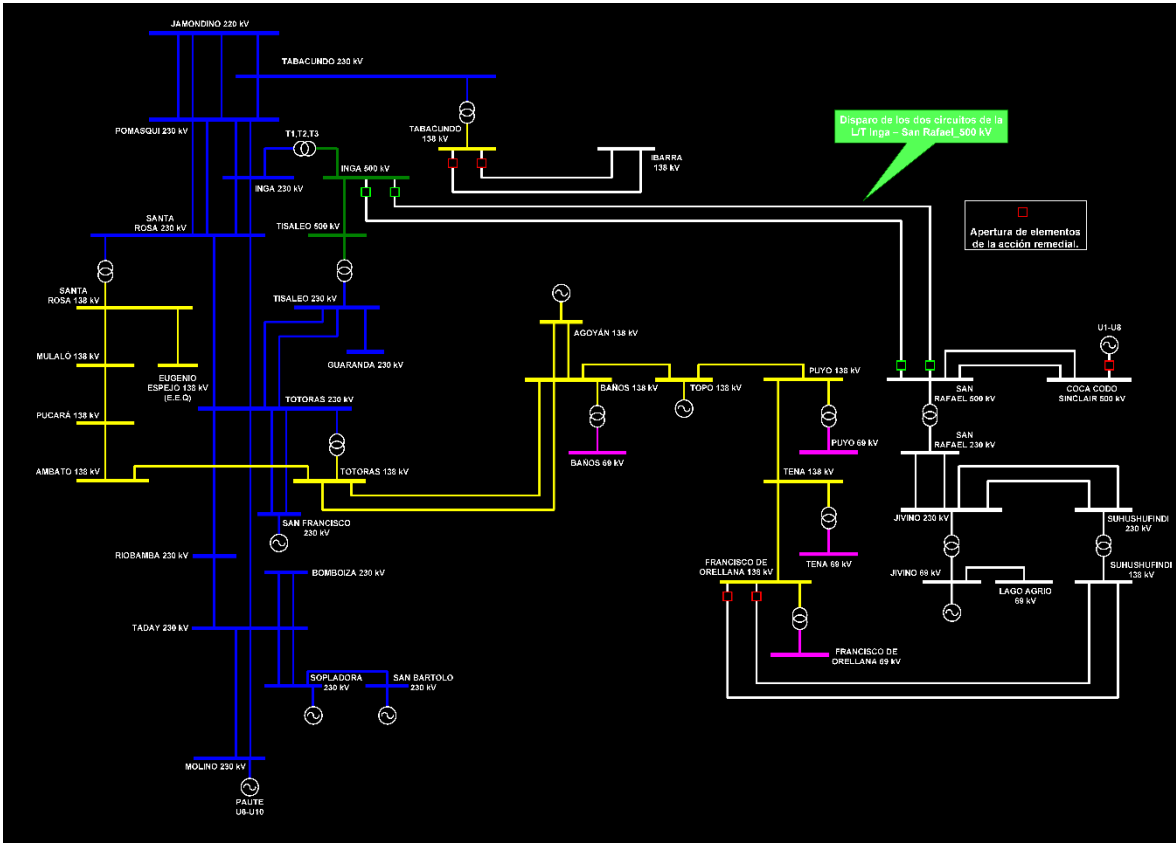


Figura IV.6 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.
Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Para demanda mínima se recomienda desconectar carga al nororiente del país. Las acciones remediales se pueden ver en la Tabla IV.28.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms

Tabla IV.28 Acciones remediales para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.
Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.29 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	301	9	292
TOTAL	301	9	292

Tabla IV.29 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.7 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda mínima bajo condiciones de baja hidrología.

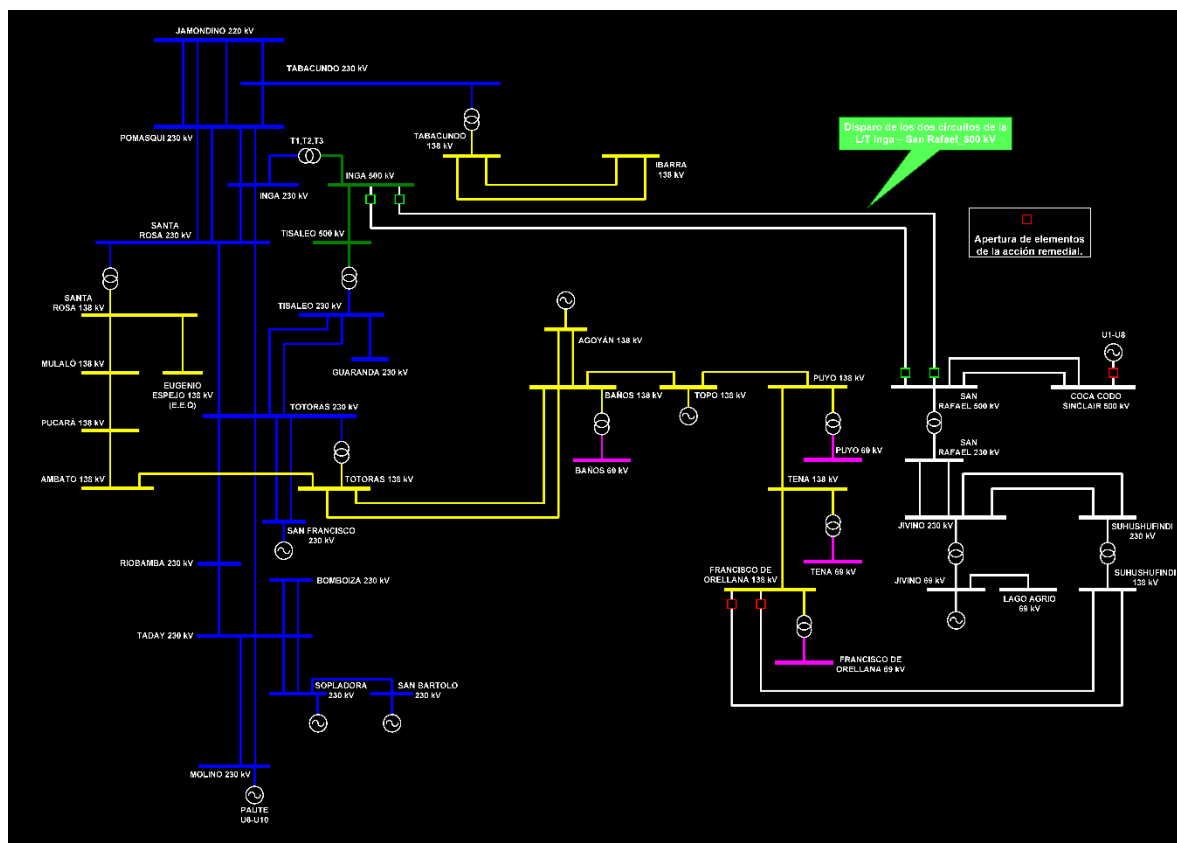


Figura IV.7 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

4.2.3. Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2

- **Alta Hidrología**
 - **Demanda Máxima**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar la carga de la barra de 138 kV de Shushufindi y desconectar la generación en Jivino, ver Tabla IV.30.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms
Jivino	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Jivino	

Tabla IV.30 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.31 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	331	82	249
TOTAL	331	82	249

Tabla IV.31 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

- **Demanda Media**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga de la barra de 138 kV de Shushufindi y desconectar la generación en Jivino, ver Tabla IV.32.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
-------------	---------------------	--------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms
Jivino	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Jivino	

Tabla IV.32 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.33 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	317	58	259
TOTAL	317	58	259

Tabla IV.33 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga de la barra de 138 kV de Shushufindi y desconectar la generación en Jivino, ver Tabla IV.34.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms
Jivino	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Jivino	

Tabla IV.34 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.35 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	301	42	259
TOTAL	301	42	259

Tabla IV.35 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1- L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.8 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima, media y mínima bajo condiciones de alta hidrología.

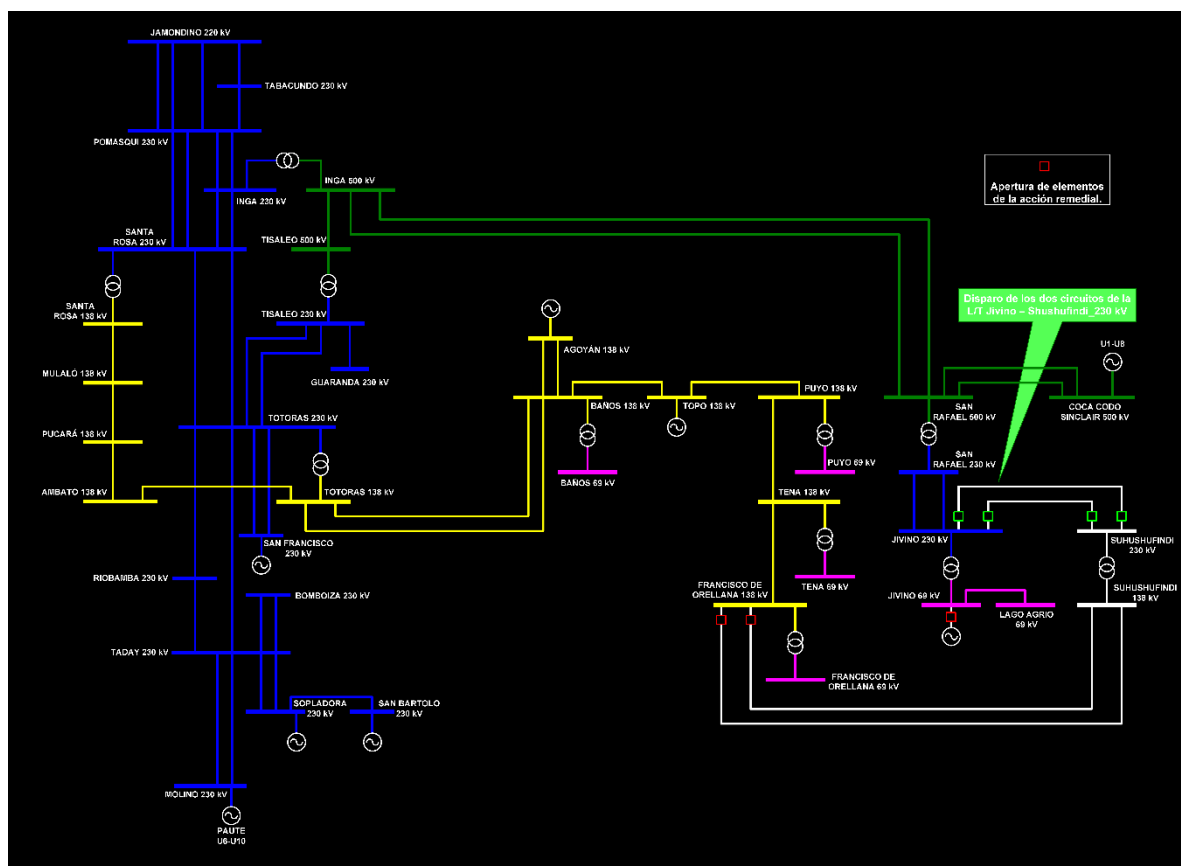


Figura IV.8 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1- L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima, media y mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**
 - **Demanda Máxima**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga de la barra de 138 kV de Shushufindi y desconectar la generación en Jivino, ver Tabla

IV.36.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms
Jivino	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Jivino	

Tabla IV.36 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.37 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	341	82	259
TOTAL	341	82	259

Tabla IV.37 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ Demanda Media

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga de la barra de 138 kV de Shushufindi y desconectar la generación en Jivino, ver Tabla IV.38.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms
Jivino	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Jivino	

Tabla IV.38 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.39 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	317	58	259
TOTAL	317	58	259

Tabla IV.39 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga de la barra de 138 kV de Shushufindi y desconectar la generación en Jivino, ver Tabla IV.40.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms
Jivino	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Jivino	

Tabla IV.40 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.41 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	301	42	259
TOTAL	301	42	259

Tabla IV.41 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.9 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima, media y mínima bajo condiciones de baja hidrología.

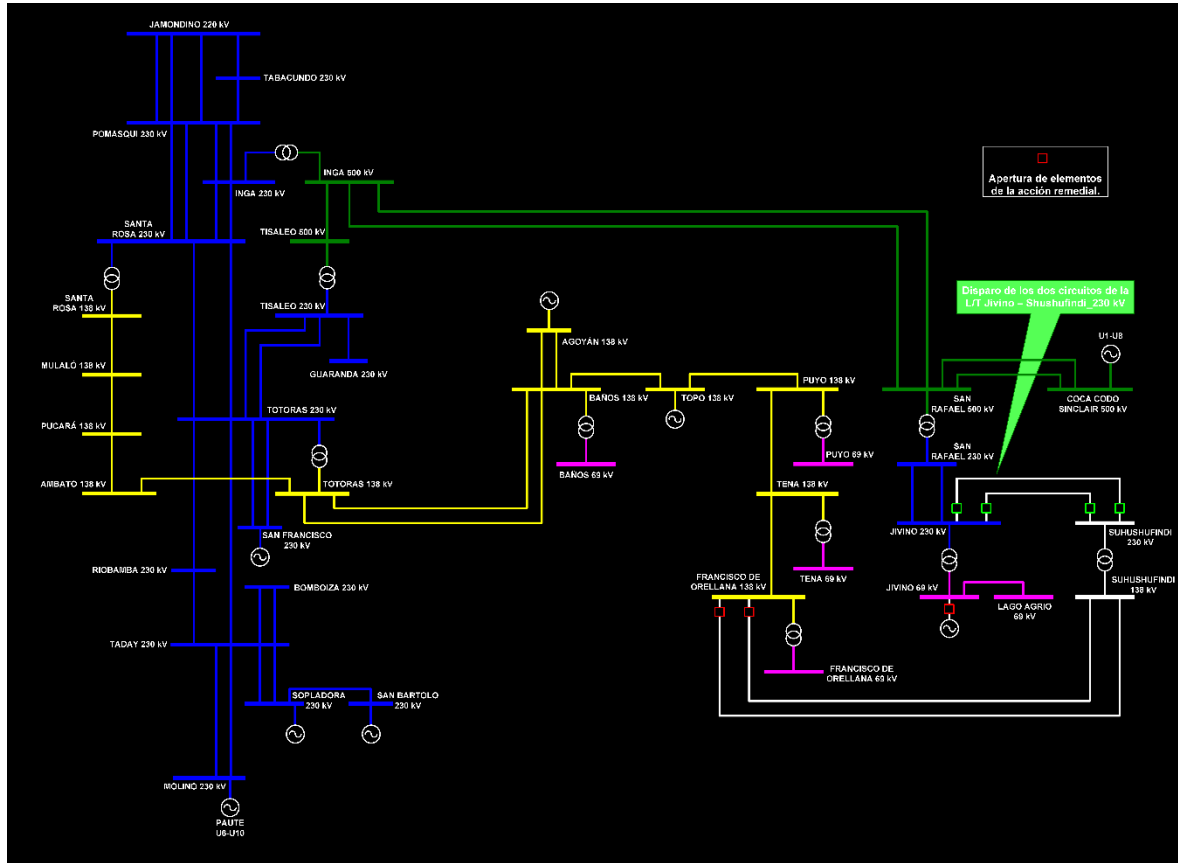


Figura IV.9 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima, media y mínima.
Elaborado por: el autor

4.2.4. Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2

- Alta Hidrología
 - Demanda Máxima

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga al nororiente del país, ver Tabla IV.42.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
-------------	---------------------	--------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms
-----------------------	---------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------	--------

Tabla IV.42 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.43 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	331	17	314
TOTAL	331	17	314

Tabla IV.43 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ Demanda Media

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga al nororiente del país, ver Tabla IV.44.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms

Tabla IV.44 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.45 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
---------------	-----------------------------	--------------------------	----------------------------

CNEL-Sucumbíos	317	12	305
TOTAL	317	12	305

Tabla IV.45 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga al nororiente del país, ver Tabla IV.46.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms

Tabla IV.46 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.47 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	301	9	292
TOTAL	301	9	292

Tabla IV.47 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.10 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima, media y mínima bajo condiciones de baja hidrología.

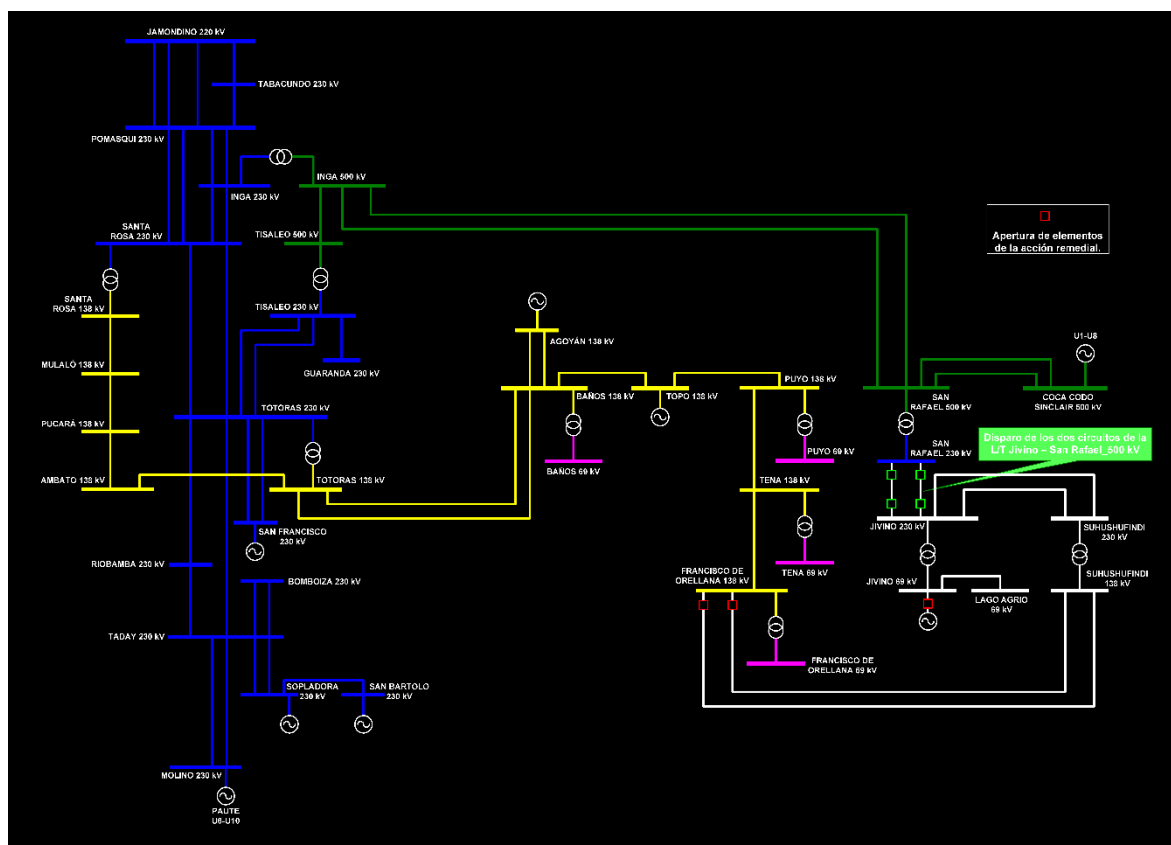


Figura IV.10 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima, media y mínima.
Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**
 - **Demanda Máxima**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga al nororiente del país, ver Tabla IV.48.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms

Tabla IV.48 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.
Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.49 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	341	17	324
TOTAL	341	17	324

Tabla IV.49 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga al nororiente del país, ver Tabla IV.50.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms

Tabla IV.50 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.51 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	317	12	305
TOTAL	317	12	305

Tabla IV.51 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar carga al nororiente del país, ver Tabla IV.52.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	200 ms

Tabla IV.52 Acciones remediales para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.
Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.53 se puede ver la carga desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
CNEL-Sucumbíos	301	9	292
TOTAL	301	9	292

Tabla IV.53 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda mínima.
Elaborado por: el autor

En la Figura IV.11 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima, media y mínima bajo condiciones de baja hidrología.

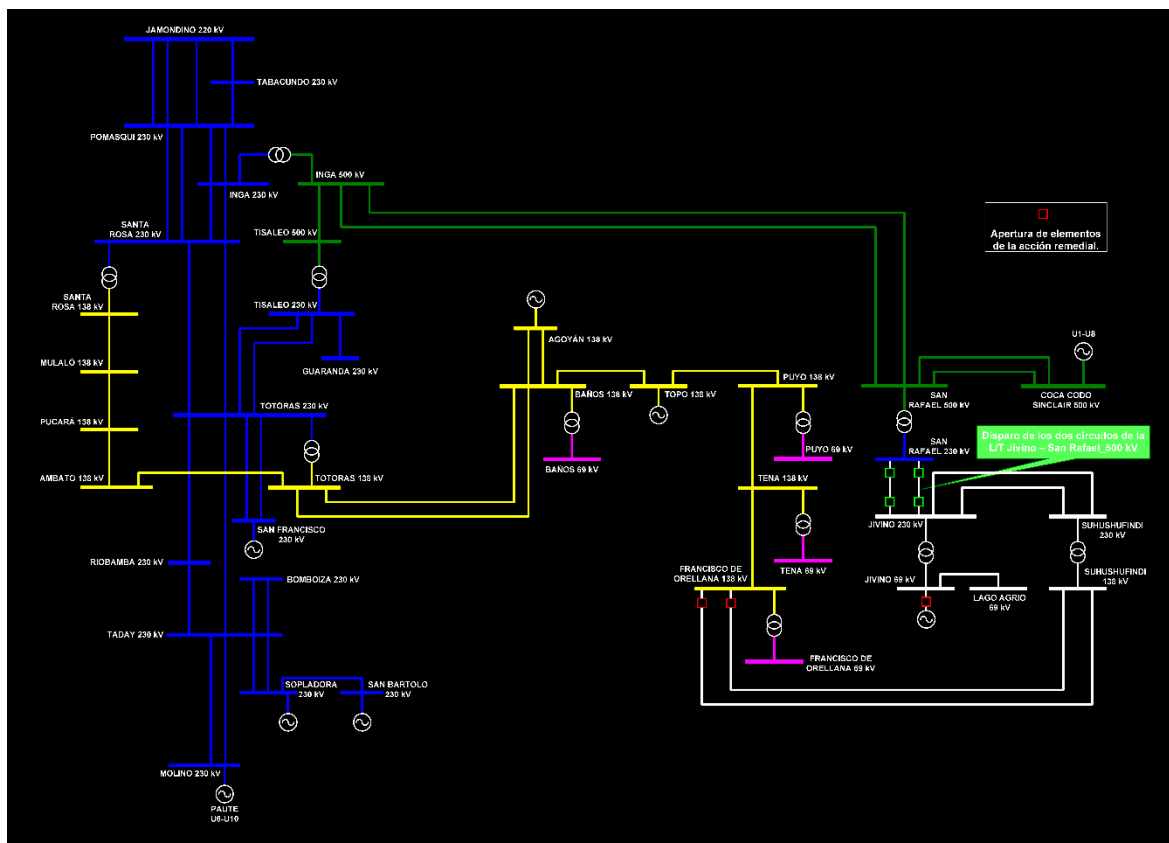


Figura IV.11 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima, media y mínima.

Elaborado por: el autor

4.2.5. Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22

- **Alta Hidrología**
 - **Demanda Máxima**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar generación con el fin de evitar sobrecarga en varios elementos del sistema (en la Tabla III.28 se indican dichos elementos). Las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del S.N.I. se indican en la Tabla IV.54.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Minas San Francisco	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Minas San Francisco	100 ms
TGM 1	Apertura de tres unidades de generación	Generación de la central TGM 1	

Tabla IV.54 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.12 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima bajo condiciones de alta hidrología.

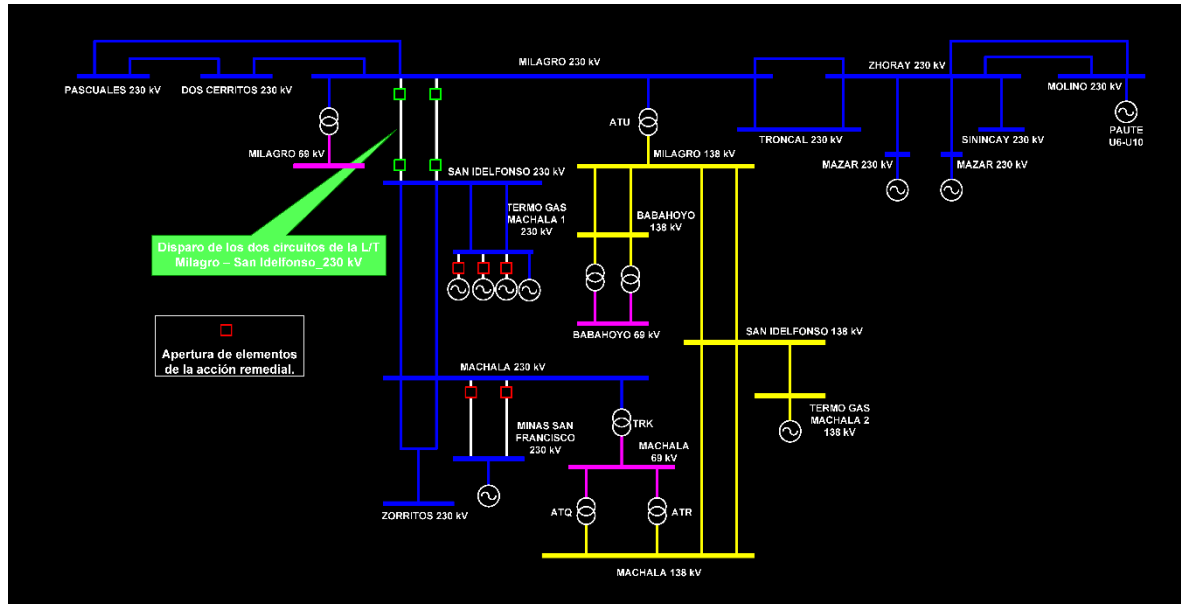


Figura IV.12 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ Demanda Media

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar generación con el fin de evitar sobrecarga en varios elementos del sistema. En la Tabla IV.55 se indica las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del SNI.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	$T = T_{\text{evento}} + T_{\text{envío}} + T_{\text{recepción señales}} + T_{\text{apertura de elementos}}$
Minas San Francisco	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Minas San Francisco	100 ms
TGM 1	Apertura de dos unidades de generación	Generación de la central TGM 1	

Tabla IV.55 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.13 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda media bajo condiciones de alta hidrología.

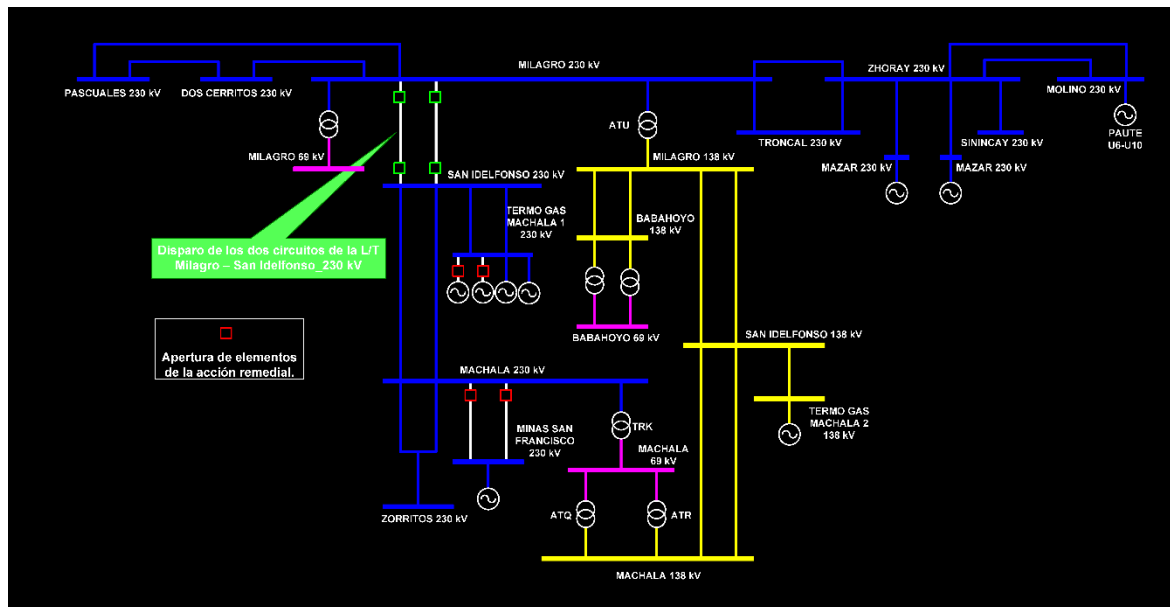


Figura IV.13 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

○ Demanda Mínima

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar generación con el fin de evitar sobrecarga en varios elementos del sistema. En la Tabla IV.56 se indica las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del SNI.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	$T = T_{\text{evento}} + T_{\text{envío y recepción señales}} + T_{\text{apertura de elementos}}$
Minas San Francisco	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Minas San Francisco	100 ms

Tabla IV.56 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.14 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda mínima bajo condiciones de alta hidrología.

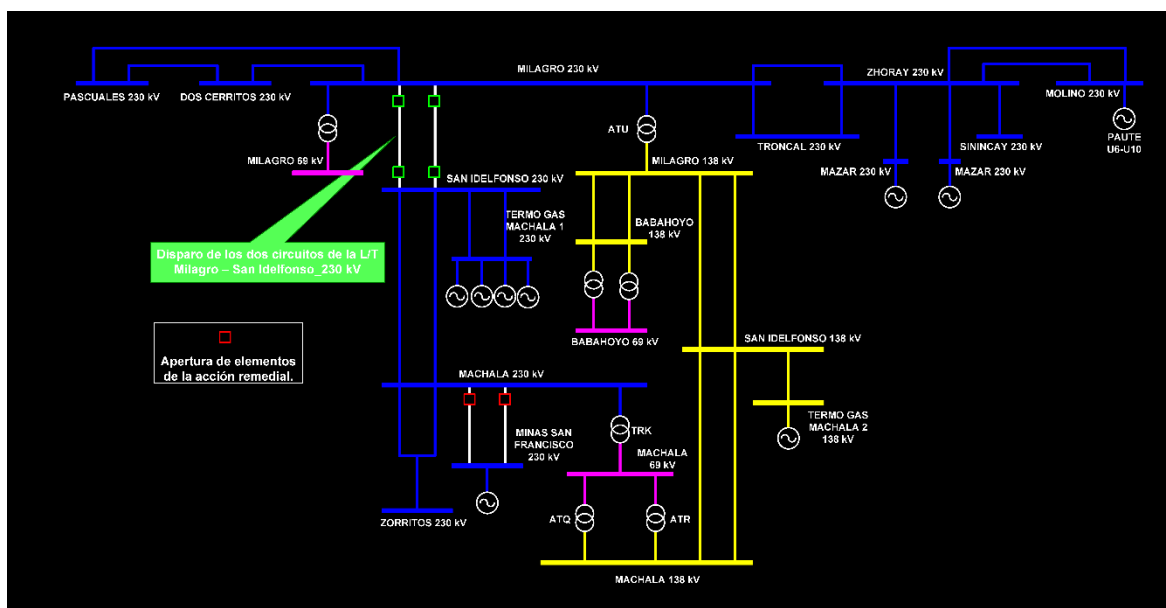


Figura IV.14 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**
 - **Demanda Máxima**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar generación con el fin de evitar sobrecarga en varios elementos del sistema. En la Tabla IV.57 se indica las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del SNI.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Minas San Francisco	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Minas San Francisco	100 ms

Tabla IV.57 Acciones remediales para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.
Elaborado por: el autor

- **Demanda Media**

Para la mitigación de esta contingencia se recomienda desconectar generación con el fin de evitar sobrecarga en varios elementos del sistema. En la Tabla IV.58 se indica las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del SNI.

Machala	Apertura de la posición: Emeloro 1 69 kV	Carga de la S/E Machala	
---------	---------------------------------------------	-------------------------	--

Tabla IV.60 Acciones remediales para contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Para la mitigación de esta contingencia es necesario desconectar generación y carga, en la Tabla IV.61 se puede ver las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del SNI.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Minas San Francisco	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Minas San Francisco	200 ms
Machala	Apertura de la posición: Emeloro 1 69 kV	Carga de la S/E Machala	

Tabla IV.61 Acciones remediales para contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Mínima**

Para la mitigación de esta contingencia es necesario desconectar generación y carga, en la Tabla IV.62 se puede ver las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del SNI.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Minas San Francisco	Apertura de todas las unidades de generación	Toda la Generación de la central Minas San Francisco	200 ms
Machala	Apertura de la posición: Emeloro 1 69 kV	Carga de la S/E Machala	

Tabla IV.62 Acciones remediales para contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.17 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima, media y mínima bajo condiciones de alta hidrología.

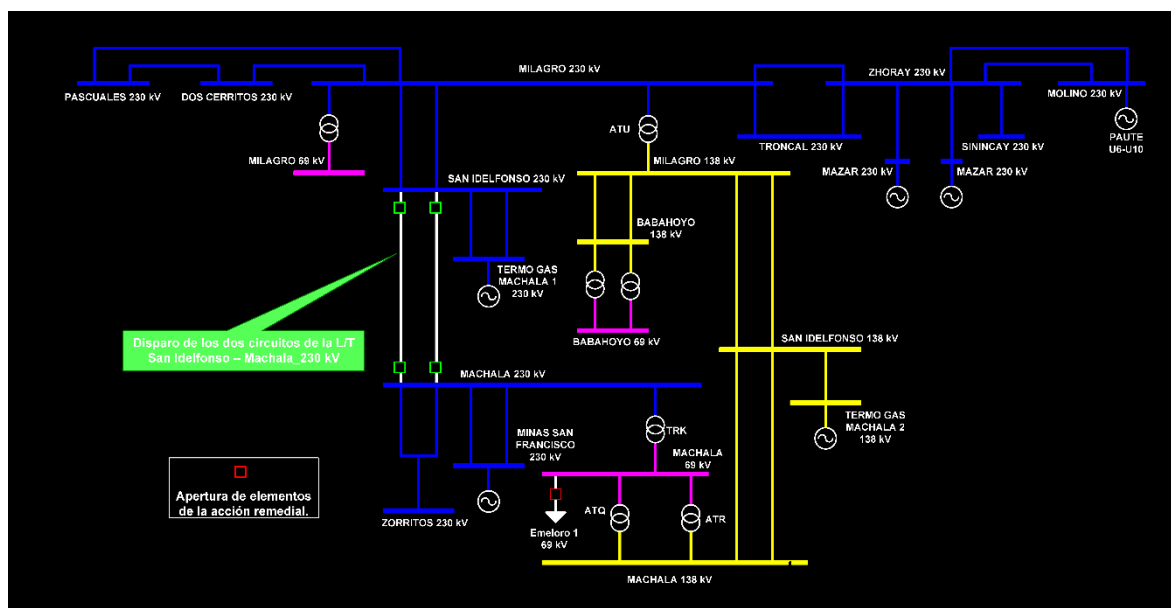


Figura IV.17 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima, media y mínima.
Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**

No es necesario realizar acciones remediales para la mitigación de esta contingencia, la salida intempestiva de los dos circuitos mencionados no produce consecuencias graves en el sistema, el mismo se restablece sin necesidad de ejecutar acciones remediales.

4.2.7. Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2

- **Alta Hidrología**

- **Demanda Máxima**

Para la mitigación de esta contingencia es necesario formar dos islas eléctricas, separar la red de 500 kV y desconectar carga en el norte y nororiente del país.

En la Tabla IV.63 se indica las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del SNT.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Taday	Apertura de las posiciones: Riobamba 230 kV y Totoras 230 kV	L/T Taday-Riobamba 230 kV L/T Taday-Totoras 230 kV	200 ms
Toachi		L/T Santa Rosa-Toachi 230 kV, C1 y C2	

	Apertura de las posiciones: Santa Rosa 1 y 2 230 kV	
Inga	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, T2 y T3 230 kV	Transformadores T1, T2 y T3 500/230 kV
Chorrillos	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, y T2 230 kV	Transformadores T1 y T2 500/230 kV
Tisaleo	Apertura de la posición: Transformador T1 230 kV	Transformador T1 500/230 kV
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Francisco de Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2
Tabacundo	Apertura de las posiciones: Ibarra 1 y 2 138 kV	L/T Tabacundo-Ibarra 138 kV, C1 y C2 (toda la carga de EMELNORTE)
Santa Rosa	Apertura de la posición: E. Espejo 138 kV	L/T Santa Rosa-E. espejo 138 kV

Tabla IV.63 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

En tanto que en la Tabla IV.64 se presenta las acciones a efectuarse en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.).

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
San Roque No. 7	Apertura de la posición: Barrio Nuevo 46 kV	Carga de las S/E's Barrio Nuevo No. 3 y Eplicachima No. 21	200 ms
Santa Rosa No. 37	Apertura de las posiciones: Eplicachima 1 y 2 46 kV		
Sur No. 20	Apertura de la posición: Eplicachima 46 kV		
Selva Alegre No. 41	Apertura de la posición: Chilibulo 138 kV	Carga de las S/E's Chilibulo No. 5 y E. Espejo No. 59	
Cotocollao No. 19	Apertura de: Alimentación en 46 kV	Carga de la S/E Cotocollao No. 19	

Tabla IV.64 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.65 se puede ver la carga abastecida y desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
Empresa Eléctrica Quito	1066	800	266
EMELNORTE	130	0	130
CNEL-Sucumbíos	331	17	314
TOTAL	1527	817	710

Tabla IV.65 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.18 y Figura IV.19 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima bajo condiciones de alta hidrología.

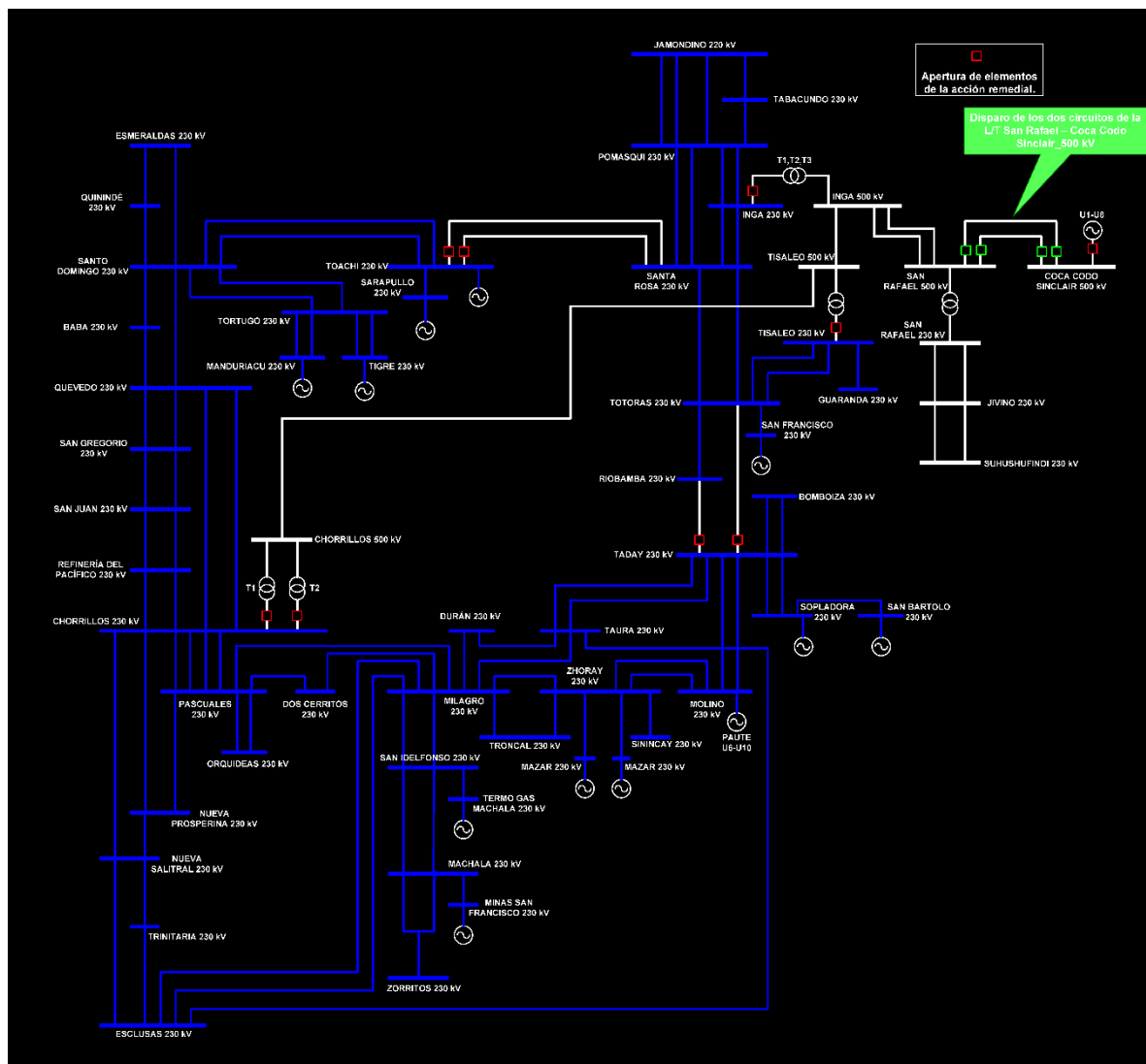


Figura IV.18 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

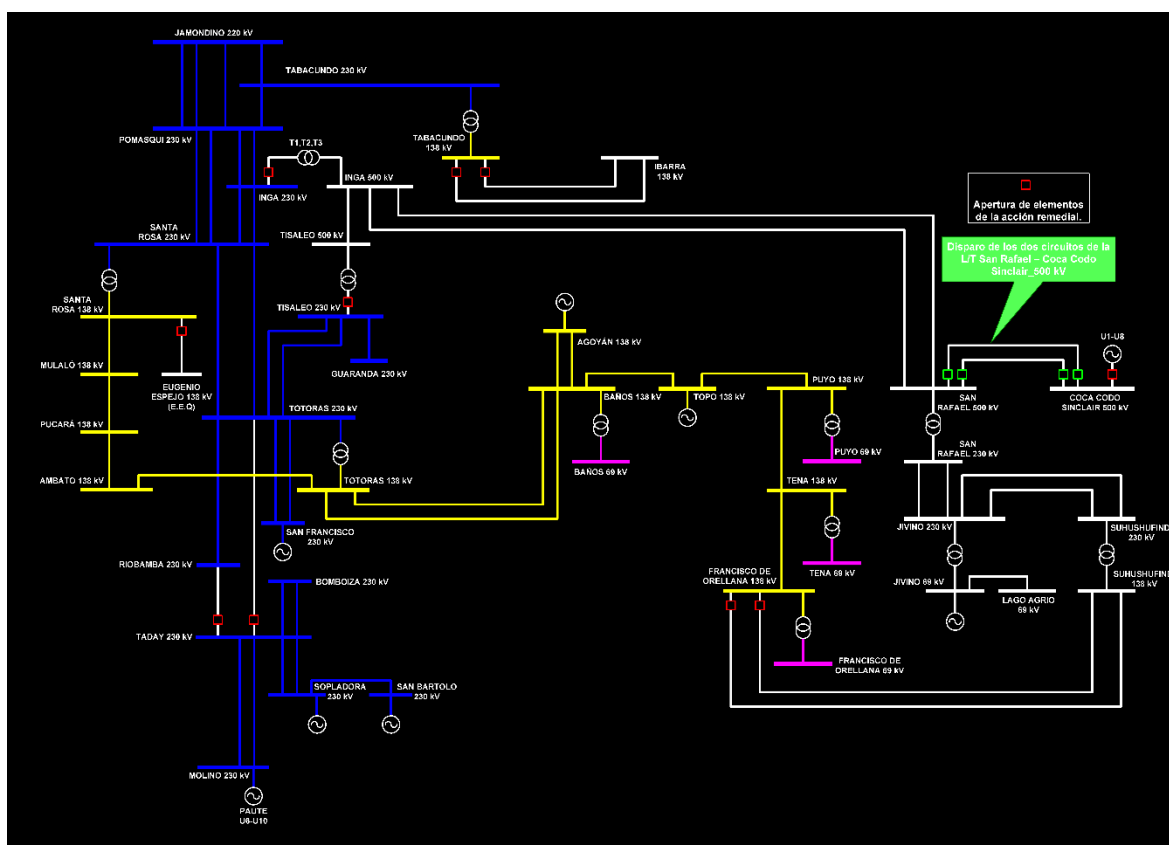


Figura IV.19 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima (cont.).

Elaborado por: el autor

○ Demanda Media

Para demanda media se separa la red de 500 kV y se desconecta carga al norte y nororiente del país. Las acciones remediales se pueden ver en la Tabla IV.66.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Inga	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, T2 y T3 230 kV	Transformadores T1, T2 y T3 500/230 kV	200 ms
Chorrillos	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, y T2 230 kV	Transformadores T1 y T2 500/230 kV	
Tisaleo	Apertura de la posición: Transformador T1 230 kV	Transformador T1 500/230 kV	

Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Fco. Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	
Tabacundo	Apertura de las posiciones: Ibarra 1 y 2 138 kV	L/T Tabacundo-Ibarra 138 kV, C1 y C2 (toda la carga de EMELNORTE)	

Tabla IV.66 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.67 se puede ver la carga abastecida y desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
Empresa Eléctrica Quito	831	831	0
EMELNORTE	114	0	114
CNEL-Sucumbíos	317	12	305
TOTAL	1262	831	431

Tabla IV.67 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

○ Demanda Mínima

Para demanda mínima se separa la red de 500 kV y se desconecta carga al norte y nororiente del país. Las acciones remediales a efectuarse en las instalaciones del SNT se pueden ver en la Tabla IV.68.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Inga	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, T2 y T3 230 kV	Transformadores T1, T2 y T3 500/230 kV	200 ms
Chorrillos	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, y T2 230 kV	Transformadores T1 y T2 500/230 kV	
Tisaleo	Apertura de la posición: Transformador T1 230 kV	Transformador T1 500/230 kV	

Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Fco. Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	
Tabacundo	Apertura de las posiciones: Ibarra 1 y 2 138 kV	L/T Tabacundo-Ibarra 138 kV, C1 y C2 (toda la carga de EMELNORTE)	

Tabla IV.68 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.69 se puede ver la carga abastecida y desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
Empresa Eléctrica Quito	496	496	0
EMELNORTE	63	0	63
CNEL-Sucumbíos	301	9	292
TOTAL	860	496	364

Tabla IV.69 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda mínima.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.20 y Figura IV.21 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda media y mínima bajo condiciones de alta hidrología.

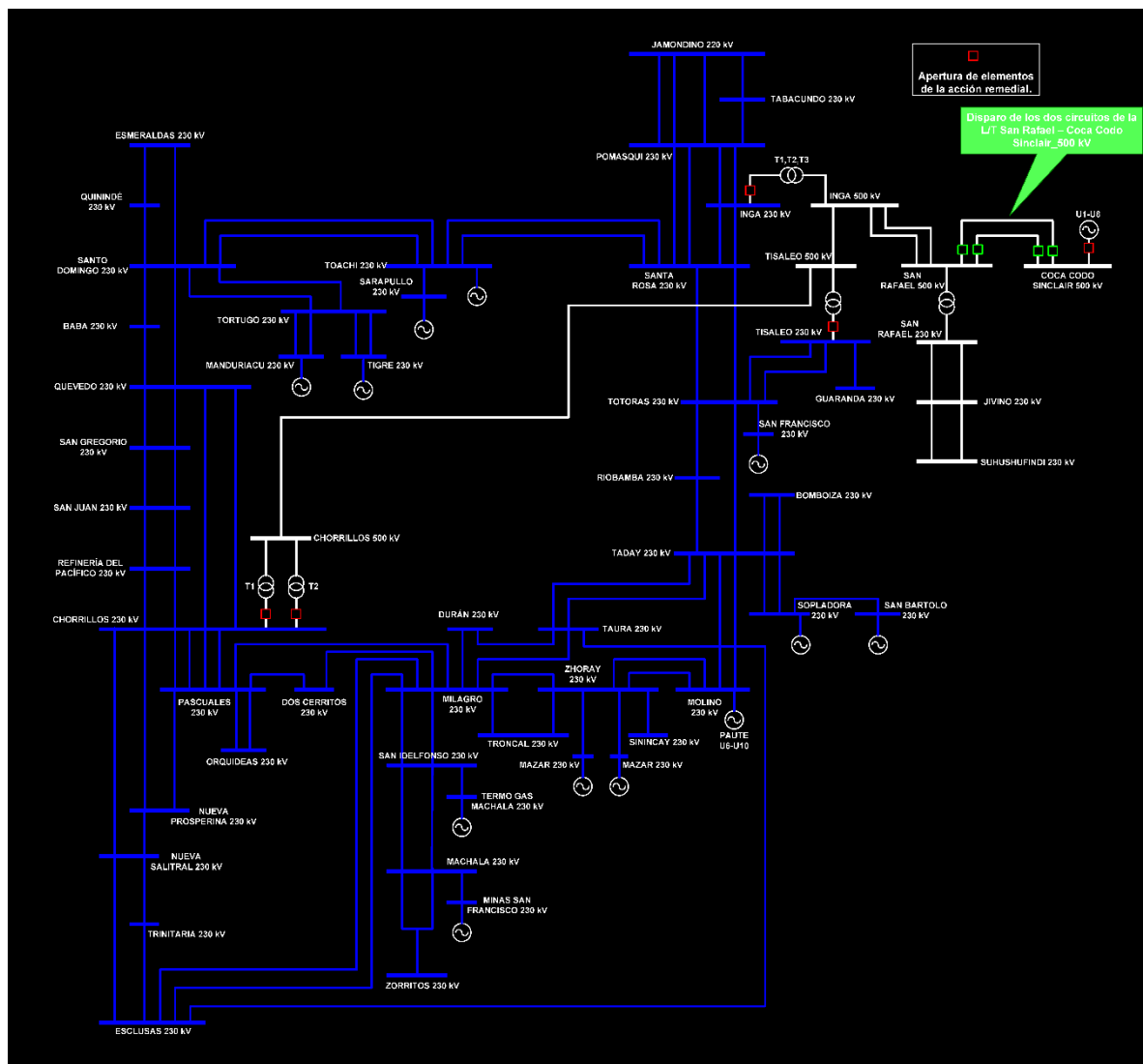


Figura IV.20 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media y mínima.

Elaborado por: el autor

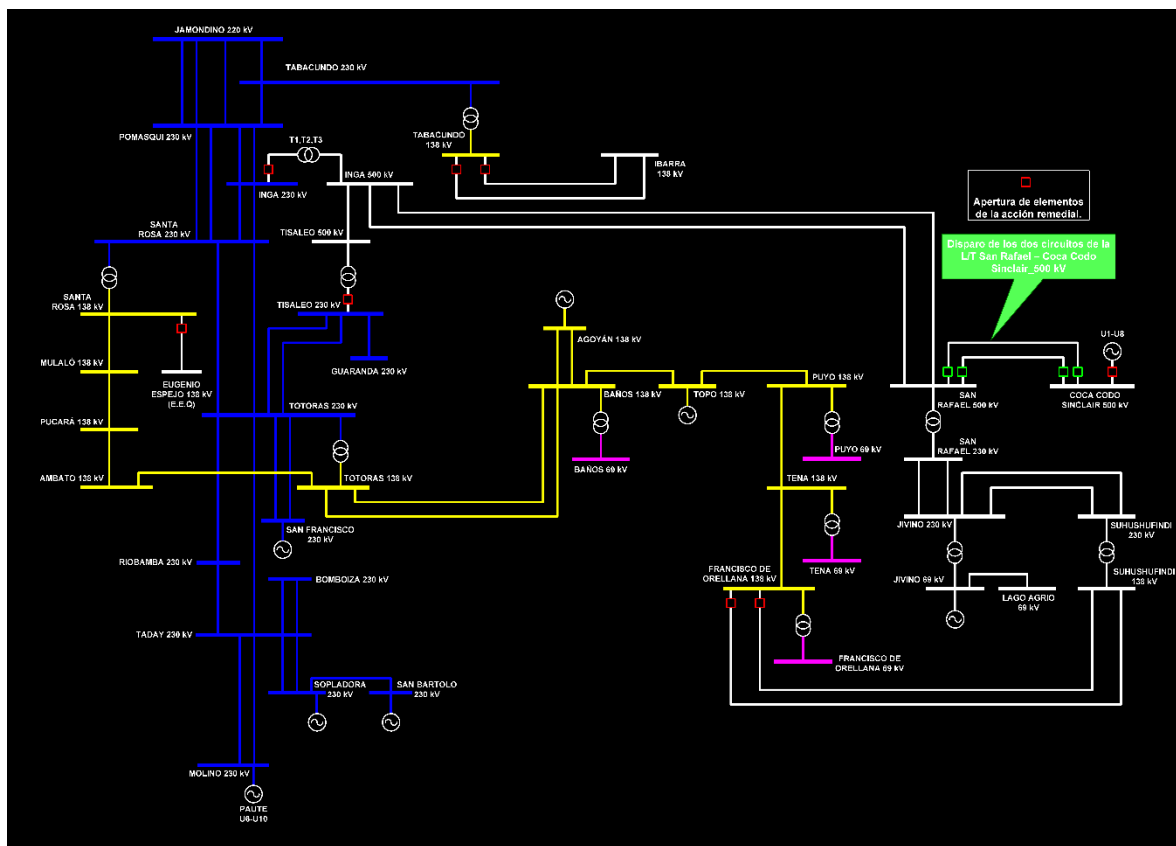


Figura IV.21 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media y mínima (cont.).

Elaborado por: el autor

- **Baja Hidrología**
 - **Demanda Máxima**

Se recomienda separar la red de 500 kV y desconectar carga al norte y nororiente del país. Las acciones a tomar en las instalaciones del SNT se pueden ver en la Tabla IV.70.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Inga	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, T2 y T3 230 kV	Transformadores T1, T2 y T3 500/230 kV	200 ms
Chorrillos	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, y T2 230 kV	Transformadores T1 y T2 500/230 kV	
Tisaleo	Apertura de la posición: Transformador T1 230 kV	Transformador T1 500/230 kV	

Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Fco. Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	
Tabacundo	Apertura de las posiciones: Ibarra 1 y 2 138 kV	L/T Tabacundo-Ibarra 138 kV, C1 y C2 (toda la carga de EMELNORTE)	

Tabla IV.70 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

En tanto que en la Tabla IV.71 se presenta las acciones a efectuarse en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.).

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
San Roque No. 7	Apertura de la posición: Barrio Nuevo 46 kV	Carga de las S/E's Barrio Nuevo No. 3 y Eplicachima No. 21	200 ms
Santa Rosa No. 37	Apertura de las posiciones: Eplicachima 1 y 2 46 kV		
Sur No. 20	Apertura de la posición: Eplicachima 46 kV		
Cotocollao No. 19	Apertura de: Alimentación en 46 kV	Carga de la S/E Cotocollao No. 19	

Tabla IV.71 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.72 se puede ver la carga abastecida y desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
Empresa Eléctrica Quito	1066	910	156
EMELNORTE	130	0	130
CNEL-Sucumbíos	341	17	324
TOTAL	1537	910	627

Tabla IV.72 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

○ **Demanda Media**

Se recomienda separar la red de 500 kV y desconectar carga al norte y nororiente del país. Las acciones a tomar en las instalaciones del SNT se pueden ver en la Tabla IV.73.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Inga	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, T2 y T3 230 kV	Transformadores T1, T2 y T3 500/230 kV	200 ms
Chorrillos	Apertura de las posiciones: Transformadores T1, y T2 230 kV	Transformadores T1 y T2 500/230 kV	
Tisaleo	Apertura de la posición: Transformador T1 230 kV	Transformador T1 500/230 kV	
Francisco de Orellana	Apertura de las posiciones: Shushufindi 1 y 2 138 kV	L/T Fco. Orellana-Shushufindi 138 kV, C1 y C2	
Tabacundo	Apertura de las posiciones: Ibarra 1 y 2 138 kV	L/T Tabacundo-Ibarra 138 kV, C1 y C2 (toda la carga de EMELNORTE)	

Tabla IV.73 Acciones remediales para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

En tanto que en la Tabla IV.74 se presenta las acciones a efectuarse en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.).

SUBESTACIÓN	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= T evento + T envío y recepción señales + T apertura de elementos
Cotocollao No. 19	Apertura de: Alimentación en 46 kV	Carga de la S/E Cotocollao No. 19	200 ms

Tabla IV.74 Acciones remediales en la EEQ S.A. para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.75 se puede ver la carga abastecida y

desconectada por empresa distribuidora y total.

INSTALACIONES	CARGA TOTAL EMPRESA [MW]	CARGA ABASTECIDA [MW]	CARGA DESCONECTADA [MW]
Empresa Eléctrica Quito	831	776	55
EMELNORTE	114	0	114
CNEL-Sucumbíos	317	12	305
TOTAL	1262	776	486

Tabla IV.75 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda media.

Elaborado por: el autor

En la Figura IV.22 y Figura IV.23 se presenta el diagrama unifilar de las acciones remediales definidas para las instalaciones del S.N.T., para demanda máxima y media bajo condiciones de baja hidrología.

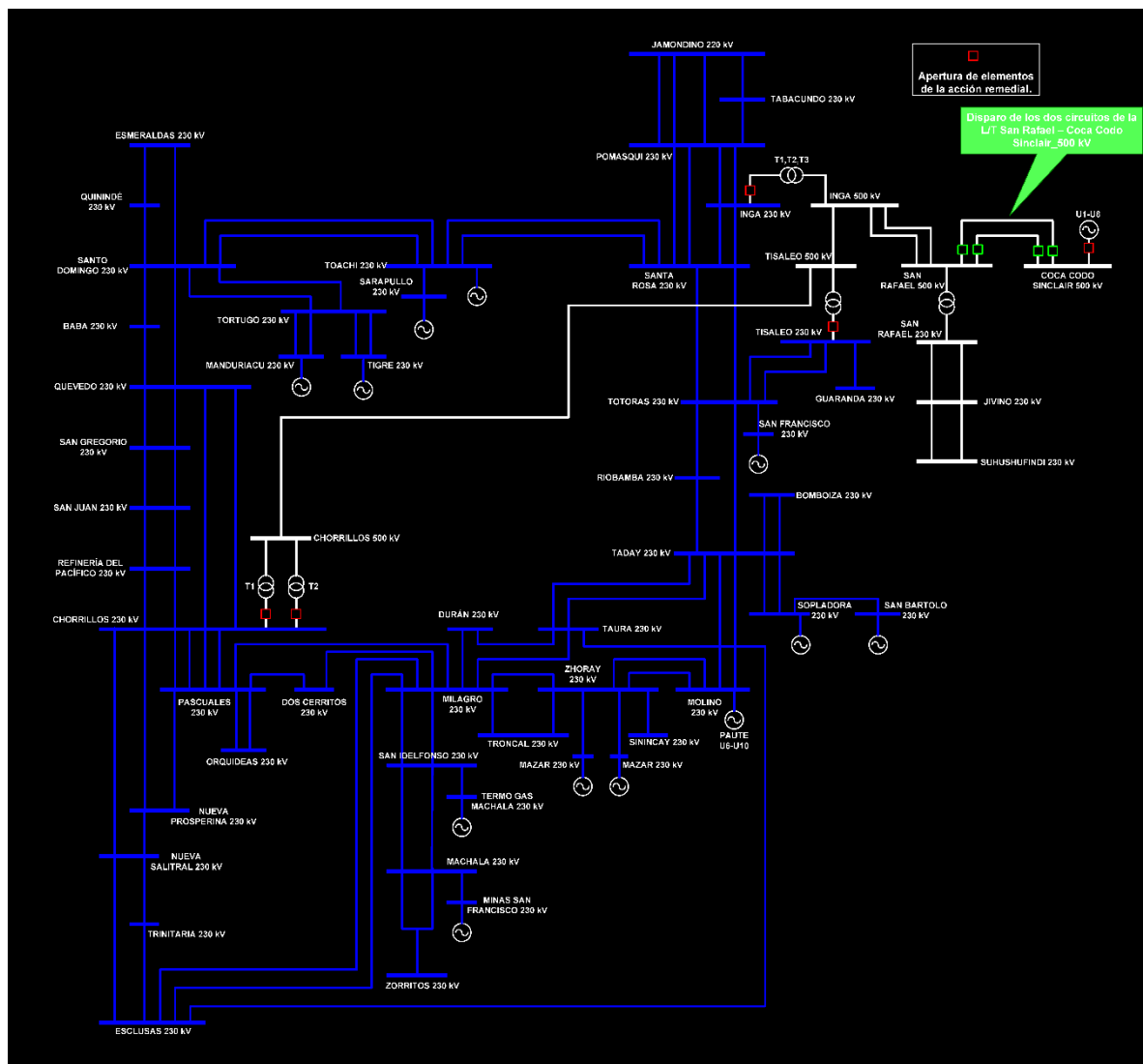


Figura IV.22 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima y media.

Elaborado por: el autor

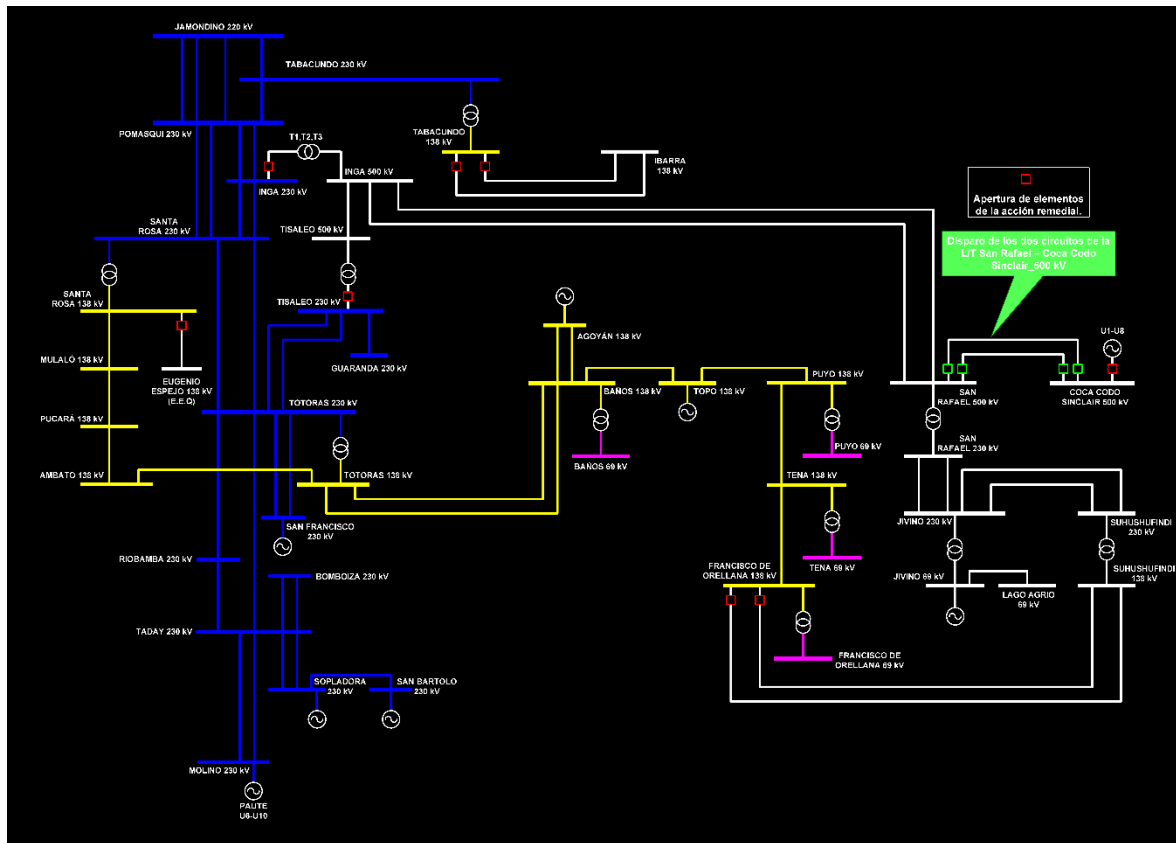


Figura IV.23 Diagrama unifilar de las acciones remediales para la contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima y media (cont.).

Elaborado por: el autor

○ Demanda Mínima

No es necesario acciones remediales debido a que la salida intempestiva de los dos circuitos no produce consecuencias graves en el sistema, se restablece sin necesidad de ejecutar acciones remediales.

4.3 Validación del conjunto de acciones remediales para el año 2017

En la Tabla IV.76 se presenta los efectos más importantes que ocurren en el SNI, luego de que las acciones remediales obtenidas actúan una vez que han ocurrido las contingencias.

N°	CONTINGENCIA	CARACTERÍSTICAS	SE MITIGÓ LA CONTINGENCIA
1	L_CHOR_RDPAC_21- L_CHOR_RDPAC_22	Los voltajes en Refinería del Pacífico, San Juan, San Gregorio y Montecristi se recuperan, se encuentran dentro de los límites establecidos ante una emergencia.	SI
2	L_INGA_SRAFA_5_1- L_INGA_SRAFA_5_2	Ninguna unidad de generación pierde el sincronismo, los ángulos de los rotores oscilan de manera amortiguada. La interconexión con Colombia se mantiene. No se ejecutan los EAC-BF.	SI
3	L_JIVI_SHUS_2_1- L_JIVI_SHUS_2_2	Los voltajes en Shushufindi, Francisco de Orellana, Tena y Puyo se recuperan. Ninguna unidad de generación pierde el sincronismo, los ángulos de los rotores oscilan de manera amortiguada.	SI
4	L_JIVI_SRAFA_2_1- L_JIVI_SRAFA_2_2	Los voltajes en Shushufindi, Jivino, Francisco de Orellana, Tena, Puyo y Lago Agrio se recuperan. Ninguna unidad de generación pierde el sincronismo, los ángulos de los rotores oscilan de manera amortiguada.	SI
5	L_MILA_SIDE_21- L_MILA_SIDE_22	Ninguna unidad de generación pierde el sincronismo, los ángulos de los rotores oscilan de manera amortiguada.	SI
6	L_SIDE_MACH_21- L_SIDE_MACH_22	Ninguna unidad de generación pierde el sincronismo, los ángulos de los rotores oscilan de manera amortiguada.	SI
7	L_SRAFA_CCS_5_1- L_SRAFA_CCS_5_2	Ninguna unidad de generación pierde el sincronismo, los ángulos de los rotores oscilan de manera amortiguada. La interconexión con Colombia se mantiene. No se ejecutan los EAC-BF.	SI

Tabla IV.76 Validación de las acciones remediales de las contingencias del año 2017.

Elaborado por: el autor

4.4 Presentación y análisis de resultados

4.4.1. Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22

Para mitigar esta contingencia es necesario realizar deslastre de carga en la Unidad de Negocio CNEL EP – Manabí. A continuación, en la Tabla IV.77 se puede ver la carga desconectada en MW, que porcentaje representa de la demanda total de la regional y de toda la demanda del sistema, para demanda máxima, media y mínima en condiciones de alta hidrología.

ALTA HIDROLOGÍA			
TIPO DE DEMANDA	CARGA DESCONECTADA		
	[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.
Máxima	175	60	3
Media	135	60	3
Mínima	127	60	4

Tabla IV.77 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22 en condiciones de alta hidrología.

Elaborado por: el autor

Para condiciones de baja hidrología no es necesario ejecutar acciones remediales para esta contingencia.

4.4.2. Contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2

Para mitigar esta contingencia en demanda máxima, en condiciones de alta hidrología, es necesario dividir al sistema en dos islas eléctricas, desenergizar la red de 500 kV, desconectar un porcentaje de carga de la Empresa Eléctrica Quito S.A., toda la carga de la Empresa Eléctrica del Norte (EMELNORTE) y un porcentaje de carga de CNEL – Sucumbíos.

A continuación, en la Tabla IV.78 se puede ver la carga desconectada en MW, el porcentaje que representan de la demanda total de cada regional y de toda la demanda del sistema.

ALTA HIDROLOGÍA			
REGIONAL	DEMANDA MÁXIMA		
	CARGA DESCONECTADA		
	[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.
EEQ S.A.	266	25	5
EMELNORTE	130	100	2
CNEL – Sucumbíos	314	95	6

Tabla IV.78 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

Para demanda media y mínima en alta hidrología y demanda máxima, media y mínima en baja hidrología ya no es necesario dividir al sistema en dos islas eléctricas. Para mitigar la contingencia se recomienda realizar deslastre de carga en las regionales mencionadas.

A continuación, en la Tabla IV.79 se puede ver la carga desconectada en MW, el porcentaje que representan de la demanda total de cada regional y de toda la demanda del sistema, para condiciones de alta hidrología en demanda media y mínima.

ALTA HIDROLOGÍA						
REGIONAL	DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
	CARGA DESCONECTADA			CARGA DESCONECTADA		
	[MW]	[%]		[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.		Regional	S.N.I.
EEQ S.A.	0	0	0	0	0	0
EMELNORTE	0	0	0	0	0	0
CNEL – Sucumbíos	305	96	7	290	97	8

Tabla IV.79 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media-demanda mínima.

Elaborado por: el autor

A continuación, en la Tabla IV.80 se presenta la carga desconectada en MW, el porcentaje que representan de la demanda total de cada regional y de toda la demanda del sistema, para los tres tipos de demanda en condiciones de baja hidrología.

BAJA HIDROLOGÍA									
REGIONAL	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
	CARGA DESCONECTADA			CARGA DESCONECTADA			CARGA DESCONECTADA		
	[MW]	[%]		[MW]	[%]		[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.		Regional	S.N.I.		Regional	S.N.I.
EEQ S.A.	266	25	5	115	14	3	0	0	0

EMELNORTE	130	100	2	114	100	3	0	0	0
CNEL – Sucumbíos	324	95	6	305	96	7	292	97	9

Tabla IV.80 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2 en condiciones de baja hidrología.

Elaborado por: el autor

4.4.3. Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2

Para mitigar esta contingencia es necesario realizar deslastre de carga en la Unidad de Negocio CNEL EP – Sucumbíos y desconectar toda la generación en Jivino. A continuación, en la Tabla IV.81 y Tabla IV.82 se puede ver la carga desconectada en MW, el porcentaje que representa de la demanda total de la regional y de toda la demanda del sistema, para demanda máxima, media y mínima en condiciones de alta y baja hidrología, respectivamente.

ALTA HIDROLOGÍA			
TIPO DE DEMANDA	CARGA DESCONECTADA		
	[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.
Máxima	249	75	5
Media	259	82	6
Mínima	259	86	8

Tabla IV.81 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de alta hidrología.

Elaborado por: el autor

BAJA HIDROLOGÍA			
TIPO DE DEMANDA	CARGA DESCONECTADA		
	[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.
Máxima	259	76	5
Media	259	82	6
Mínima	259	86	8

Tabla IV.82 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2 en condiciones de baja hidrología.

Elaborado por: el autor

4.4.4. Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2

Para mitigar esta contingencia es necesario realizar deslastre de carga en la Unidad de Negocio CNEL EP – Sucumbíos. A continuación, en la Tabla IV.83 y Tabla IV.84 se puede ver la carga desconectada en MW, el porcentaje que representa de la demanda total de la regional y de toda la demanda del sistema, para demanda máxima, media y mínima en condiciones de alta y baja hidrología, respectivamente.

ALTA HIDROLOGÍA			
TIPO DE DEMANDA	CARGA DESCONECTADA		
	[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.
Máxima	314	95	6
Media	305	96	7
Mínima	292	97	9

Tabla IV.83 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de alta hidrología.
Elaborado por: el autor

BAJA HIDROLOGÍA			
TIPO DE DEMANDA	CARGA DESCONECTADA		
	[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.
Máxima	324	95	6
Media	305	96	7
Mínima	292	97	9

Tabla IV.84 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2 en condiciones de baja hidrología.
Elaborado por: el autor

4.4.5. Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22

Para mitigar esta contingencia es necesario desconectar generación de las centrales Minas San Francisco y Termo Gas Machala 1. A continuación, en la Tabla

IV.85 y Tabla IV.86 se puede ver la generación desconectada en MW y que porcentaje representa de la generación total de la central, para demanda máxima, media y mínima en condiciones de alta y baja hidrología, respectivamente.

ALTA HIDROLOGÍA				
TIPO DE DEMANDA	GENERACION DESCONECTADA			
	MINAS SAN FRANCISCO		TGM 1	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Máxima	270	100	192	65
Media	180	100	128	65
Mínima	180	100	0	0

Tabla IV.85 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de alta hidrología.

Elaborado por: el autor

BAJA HIDROLOGÍA				
TIPO DE DEMANDA	GENERACIÓN DESCONECTADA			
	MINAS SAN FRANCISCO		TGM 1	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Máxima	70	100	0	0
Media	70	100	0	0
Mínima	140	100	128	45

Tabla IV.86 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22 en condiciones de baja hidrología.

Elaborado por: el autor

4.4.6. Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22

Para mitigar esta contingencia es necesario desconectar generación de la central Minas San Francisco y carga en la Unidad de Negocio CNEL EP – El Oro. A continuación, en la Tabla IV.87 se puede ver la generación y carga desconectada en MW y el porcentaje que representan, tanto de la generación total de la central, como de la demanda total de la regional y de toda la demanda del sistema, para demanda máxima, media y mínima en condiciones de alta hidrología.

ALTA HIDROLOGÍA					
TIPO DE DEMANDA	GENERACIÓN DESCONECTADA		CARGA DESCONECTADA		
	MINAS SAN FRANCISCO		CNEL EP – EL ORO		
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	
				Regional	S.N.I.
Máxima	270	100	68	33	1,3
Media	180	100	54	33	1,2
Mínima	180	100	40	33	1,2

Tabla IV.87 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22 en condiciones de alta hidrología.

Elaborado por: el autor

Para condiciones de baja hidrología no es necesario determinar acciones remediales para esta contingencia.

4.4.7. Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2

Para mitigar esta contingencia en demanda máxima, en condiciones de alta hidrología, es necesario dividir al sistema en dos islas eléctricas, desenergizar la red de 500 kV, desconectar un porcentaje de carga de la Empresa Eléctrica Quito S.A., toda la carga de la Empresa Eléctrica del Norte (EMELNORTE) y un porcentaje de carga de CNEL – Sucumbíos.

A continuación, en la Tabla IV.88 se puede ver la carga desconectada en MW, el porcentaje que representan de la demanda total de cada regional y de toda la demanda del sistema.

ALTA HIDROLOGÍA			
	DEMANDA MÁXIMA		
REGIONAL	CARGA DESCONECTADA		
	[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.
EEQ S.A.	266	25	5
EMELNORTE	130	100	2,4
CNEL – Sucumbíos	314	95	6

Tabla IV.88 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda máxima.

Elaborado por: el autor

Para demanda media y mínima en alta hidrología y demanda máxima y media en baja hidrología ya no es necesario dividir al sistema en dos islas eléctricas. Para mitigar la contingencia se recomienda separar la red de 500 kV y realizar deslastre de carga en las regionales mencionadas.

A continuación, en la Tabla IV.89 y Tabla IV.90 se puede ver la carga desconectada en MW, el porcentaje que representan de la demanda total de cada regional y de toda la demanda del sistema, para condiciones de alta hidrología en demanda media y mínima y para condiciones de baja hidrología en demanda máxima y media.

ALTA HIDROLOGÍA						
REGIONAL	CARGA DESCONECTADA					
	DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
	[MW]	[%]		[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.		Regional	S.N.I.
EEQ S.A.	0	0	0	0	0	0
EMELNORTE	114	100	2,5	63	100	2
CNEL – Sucumbíos	305	96	7	292	97	9

Tabla IV.89 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de alta hidrología – demanda media-demanda mínima.

Elaborado por: el autor

BAJA HIDROLOGÍA						
REGIONAL	CARGA DESCONECTADA					
	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA		
	[MW]	[%]		[MW]	[%]	
		Regional	S.N.I.		Regional	S.N.I.
EEQ S.A.	156	14	3	55	7	1,2
EMELNORTE	130	100	2,5	114	100	2,5
CNEL – Sucumbíos	324	95	6	305	96	7

Tabla IV.90 Carga desconectada de acción remedial para contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-LSRAFA_CCS_5_2 en condiciones de baja hidrología – demanda máxima-demanda media

Elaborado por: el autor

Para demanda mínima en condiciones de baja hidrología no es necesario tomar acciones remediales debido a que la salida intempestiva de los dos circuitos no produce consecuencias graves en el sistema, se restablece sin necesidad de ejecutar acciones remediales.

V. CONCLUSIONES

Los estudios realizados, los cuales consideraron las condiciones topológicas del S.N.I. del año 2017, permitieron identificar siete contingencias críticas de carácter N-2, dos de las cuales son a nivel de 500 kV y cinco son a nivel de 230 kV. Cuatro de las siete contingencias están relacionadas con las líneas de transmisión vinculadas a la Central Coca Codo Sinclair.

Las contingencias críticas identificadas corresponden a la apertura simultánea de los siguientes circuitos:

1. L/T Inga – San Rafael 500 kV, la cual ocasiona problemas de estabilidad angular en el sistema; asimismo los circuitos de la interconexión con Colombia se disparan (no en todas las demandas) y los voltajes en las barras del sistema pierden estabilidad.
2. L/T San Rafael – Coca Codo Sinclair 500 kV, que ocasiona problemas de estabilidad angular en todas las unidades de generación del sistema; además se dispara la interconexión con Colombia y hay pérdida de estabilidad de voltaje en todas las barras del SNT.
3. L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico 230 kV, la misma que ocasiona problemas de bajo voltaje en las barras cercanas a la zona de la contingencia.
4. L/T Jivino – Shushufindi 230 kV, esta ocasiona problemas de bajo voltaje en las barras cercanas a la zona de la contingencia; también la Central de generación Jivino, conectada a la subestación Francisco de Orellana, pierde el sincronismo (no en todas las demandas).
5. L/T Jivino – San Rafael 230 kV, la que ocasiona problemas de bajo voltaje en las barras cercanas a la zona de la contingencia; las unidades de dos centrales de generación pierden el sincronismo.
6. L/T Milagro – San Idelfonso 230 kV, ocasiona problemas de estabilidad angular de las unidades de tres centrales de generación: Minas San Francisco, Termo Gas Machala 1 y Termo Gas Machala 2 (no en todas las demandas); asimismo los voltajes en las barras del sistema pierden estabilidad y se ve afectada la frecuencia.

7. L/T San Idelfonso – Machala 230 kV, también ocasiona problemas de estabilidad angular en las unidades de dos centrales de generación: Minas San Francisco y Termo Gas Machala 2 (no en todas las demandas); también los voltajes en las barras del sistema pierden estabilidad y se ve afectada la frecuencia.

Las acciones remediales del SPS para el año 2014, implementadas para mitigar los efectos adversos de la salida simultánea de los dos circuitos de la L/T Santa Rosa-Totoras, no contribuyen a la mitigación de los efectos adversos identificados en cada una de las contingencias críticas identificadas, por lo se requirió definir el conjunto de acciones remediales particulares para cada una de ellas.

Las contingencias N-2 en L/T San Rafael – Coca Codo Sinclair_500 kV e Inga – San Rafael 500_kV son las más críticas para el sistema, debido a que en condiciones de demanda máxima, en alta hidrología, todas las unidades de generación pierden sincronismo, se dispara la interconexión con Colombia por bajo voltaje en Jamondino, además existe desconexión de carga debido a la actuación de los EAC-BF y los voltajes en todas las barras del S.N.I. pierden estabilidad, es decir, prácticamente se tendría un blackout en el sistema. Es por esta razón que las acciones remediales para estas dos contingencias son las más extremas ya que se recurrió a la división del S.N.I. en dos islas eléctricas balanceadas, además de desconectar carga en la zona norte y nororiente del país (se desconecta alrededor de 700 MW, que aproximadamente representa el 13% de la carga del S.N.I.).

La contingencia menos crítica para el sistema es cuando se produce la apertura simultánea de los dos circuitos a nivel de 230 kV que une las subestaciones Chorrillos y Refinería del Pacífico, debido a que con la adición de compensación reactiva de 60 MVAR en la zona, ésta deja de ser crítica. De tal manera que no se tendría que recurrir a la desconexión de carga.

Si ocurre una contingencia N-2 en la L/T San Rafael – El Inga 500 kV, entonces toda la generación de Coca Codo Sinclair fluiría por el corredor conformado por la L/T San Rafael – Jivino 230 kV, este hecho hará que se sobrecarguen los siguientes

elementos: transformador de la S/E Shushufindi 230/138 kV, L/T Tena – Francisco de Orellana 138 kV, L/T Puyo – Tena 138 kV, L/T Topo – Puyo 138 kV y L/T Baños – Topo 138 kV.

Ante la contingencia N-2 de la L/T San Idelfonso – Machala 230 kV, toda la generación de la Central Minas San Francisco fluirá a través del transformador TRK de la S/E Machala 230/69 kV, lo que hace que este elemento se sobrecargue, aproximadamente luego de 6 segundos de despejada la falla, la cargabilidad del elemento oscila entre 100% y 400% de su capacidad nominal.

Otra de las contingencias críticas en cuanto a sobrecarga de elementos es la contingencia N-2 de la L/T Milagro – San Idelfonso 230 kV. Esta contingencia produce la sobrecarga de los siguientes elementos: L/T San Idelfonso – Machala 138 kV, L/T Milagro – San Idelfonso 138 kV, transformador ATU 230/138 kV de la S/E Milagro y los tres transformadores de la S/E Machala (TRK 230/69 kV, ATR 138/69 kV y ATQ 138/69 kV).

Las acciones remediales más extremas se obtuvieron para las contingencias de las L/T El Inga – San Rafael 500 kV y San Rafael – Coca Codo Sinclair 500 kV en condiciones de demanda máxima, tanto para alta como para baja hidrología. Para aliviar los efectos adversos de estas contingencias se recomienda dividir al sistema en dos islas eléctricas, además de desconectar carga en la zona norte y nororiente del país (se desconecta alrededor de 700 MW, que aproximadamente representa el 13% de la carga del S.N.I.).

La contingencia N-2 de la L/T Totoras – Santa Rosa, la cual es crítica para las condiciones actuales del S.N.I. (año 2015), dejará de ser crítica para las condiciones topológicas del año 2017.

Las siete contingencias identificadas en este trabajo de tesis son críticas para los tres tipos de demanda en condiciones de alta hidrología, sin embargo únicamente tres contingencias son críticas para los tres tipos de demanda en condiciones de baja hidrología.

Bajo condiciones de alta hidrología, el sistema se encuentra más propenso a que las contingencias críticas identificadas lo perturben, debido a que el 100% de las mismas son críticas en los tres tipos de demanda.

VI. RECOMENDACIONES

Se recomienda lo siguiente:

Al Gobierno Nacional y al ente transmisor, para que considere, en el desarrollo y planificación del Plan de Expansión del S.N.T., los estudios dinámicos realizados a las contingencias críticas que afectarían al sistema, sobre todo aquellos casos que determinaron la sobrecarga de transformadores y líneas de transmisión, con el objetivo de que se pueda planificar el reforzamiento del sistema de transmisión.

Al ente transmisor, para que considere la realización de estudios que permitan determinar el sitio más adecuado para la instalación de compensación reactiva en las subestaciones cercanas a la contingencia N-2 de la L/T Chorrillos – Refinería del Pacífico_230 kV, con el objetivo de mejorar los perfiles de voltaje en las subestaciones que se encuentran en esta zona, debido a que en condiciones normales de operación, los voltajes de las barras de 230 kV de la zona no llegan al 1 pu., se encuentran entre el 0,96 pu y 0,98 pu.

Al ente transmisor y planificador, para que realicen un “*benchmarking*”, en lo referente a SPS, sobre todo en países vecinos que manejen niveles de voltaje de extra alta tensión de 500 kV, esto con el fin de conocer, comparar y si es el caso, mejorar procedimientos de análisis de identificación de contingencias críticas y de obtención de acciones remediales.

A las universidades, para que motiven la realización de un estudio que permita determinar los modelos dinámicos de las cargas del SNI.

A las universidades, para que realicen un proyecto de titulación, en el cual se analice la factibilidad técnica y económica de implementar el conjunto de acciones remediales obtenidas en el presente trabajo.

A las universidades, para que promuevan la realización de estudios que permitan determinar el sitio más adecuado para efectuar desconexión de carga en las

empresas distribuidoras, considerando parámetros técnicos y económicos, esto con el objetivo de que se requiera desconectar carga en estas empresas debido a una implementación de un Sistema de Protección Sistémico.

VII. REFERENCIAS

- [1] R. P. Aguilar Chiriboga, J. C. Cepeda Campaña, and J. Játiva Ibarra, "Análisis técnico comercial del colapso nacional del 1 de marzo de 2003," 2006.
- [2] CONELEC, "Regulación CONELEC - 006/00 Procedimientos de Despacho y Operación." 2000.
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [4] Pdiyar K. R., *Power System Dynamics : Stability & Control*. BS Publications, 2008.
- [5] J. Machowski, J. Bialek, and D. J. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley & Sons, 2011.
- [6] L. L. Grigsby, *Power System Stability and Control, Third Edition*. CRC Press, 2012.
- [7] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, and C. Taylor, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *Power Syst. IEEE Trans. On*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [8] B. M. Weedy, *Sistemas eléctricos de gran potencia*. Reverte, 1978.
- [9] G. Lalor, "Frequency Control on an Island Power System with Evolving Plant Mix," The National University of Ireland, 2005.
- [10] IRENA (International Renewable Energy Agency), "Power System Stability On Island Networks," Palau, 2013.
- [11] CELEC EP - TRANSELECTRIC, "ANÁLISIS OPERATIVO PRELIMINAR DE FALLA." 30-Jan-2009.
- [12] J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, Fourth Edition. London: CRC Press, 2014.
- [13] C. R. Mason, *The art and science of protective relaying*. Wiley, 1956.
- [14] H. Ungrad, W. Winkler, and A. Wiszniewski, *Protection Techniques in Electrical Energy Systems*. CRC Press, 1995.
- [15] Stanley H. Horowitz and Arun G. Phadke, *Power System Relaying*, Third Edition. England: John Wiley & Sons, 2008.
- [16] G. E. Harper, *Elementos de proteccion de sistemas electricos: teoria y practica*. Limusa, 2008.
- [17] Paul Gill, *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*, Second edition. United States of America: CRC Press, 2009.
- [18] Anthony F. Sleva, *Protective Relay Principles*. United States of America: CRC Press, 2009.
- [19] Walter A. Elmore, *Protective Relaying: Theory and Applications*, Second edition. United States of America: ABB Power T & D Company Inc., 2004.
- [20] J.D.P. Hrabliuk, "Optical Current Sensors Eliminate CT Saturation," p. 4, 2002.
- [21] IEEE PES Substation Committee Annual Meeting, "Design Options Using Optical Current and Voltage Transducers in a High Voltage Substation." 01-May-2000.
- [22] C. Christopoulos and A. Wright, *Electrical Power System Protection*. Springer, 2010.
- [23] P. M. Anderson and B. K. LeReverend, "Industry experience with special protection schemes," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 3, pp. 1166–1179, Agosto 1996.
- [24] J. D. McCalley and W. Fu, "Reliability of special protection systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 4, pp. 1400–1406, Nov. 1999.
- [25] F. Terán and H. Bolívar, "Esquema de alivio de carga por baja frecuencia EAC-BF Abr10_Sep10_Version Final," 2010.
- [26] D. Rodríguez, R. Ramírez, and J. C. Pino, "Esquemas Especiales de Protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN): Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación-Año 2007," 2007.
- [27] M. Zima, "Special protection schemes in electric power systems," *Lit. Surv. Swiss Fed. Inst. Technol. Zurich EEH-Power Syst. Lab.*, pp. 1–22, 2002.
- [28] ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), "SPECIAL PROTECTION SCHEMES." Mar-2012.
- [29] WECC, "WECC Guideline: Remedial Action Scheme Classification." 09-May-2009.

- [30] CENACE, “Esquema de Protección Sistémico,” 2013.
- [31] CONELEC, “Regulación No. CONELEC - 003/08 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado.” 2008.
- [32] CONELEC, “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2012.” 2014.
- [33] CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022.” 2013.
- [34] M. González Q., “Servicios de Consultoría para la Fiscalización de los Diseños, Suministro y Construcción de Sistemas de Transmisión Extra Alta Tensión a 500 kV y Obras Asociadas a 230 kV.” Feb-2014.
- [35] CONELEC, “Oficio No. DE-08-0557.” 26-Mar-2008.
- [36] CELEC EP - TRANSELECTRIC, “PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN PERÍODO 2010-2020.” Oct-2009.
- [37] CELEC EP - TRANSELECTRIC, “PROYECTO DE EXTRA ALTA TENSIÓN 500 kV.” 2012.
- [38] CELEC EP - TRANSELECTRIC, “Expansión, Operación y Control del Sistema Nacional Interconectado y el Anillo de 500 kV,” Quito, 27-Nov-2014.
- [39] M. N. Nwohu, “Voltage Stability Improvement using Static Var Compensator in Power Systems,” *Leonardo J. Sci.*, no. 14, pp. 167–172, 2009.

Anexo A2 – Características básicas de las subestaciones del S.N.T.

SUBESTACIONES	NIVELES DE VOLTAJE (kV)	CAPACIDAD (MVA)	COMPENSACIÓN CAPACITIVA (MVAR)	COMPENSACIÓN INDUCTIVA (MVAR)	CONFIGURACION DE BARRAS
Ambato	138/69	118	-----	-----	Barra principal y transferencia
Baba	Seccionamiento o 230	-----	-----	-----	Doble barra principal
Babahoyo	138/69	66,7	-----	-----	Barra simple
Baños	Seccionamiento o 138	-----	-----	-----	Barra principal y transferencia
Caraguay	138/69	225	24	-----	Barra principal y transferencia
Chone	138/69	60	-----	-----	138: Doble barra principal 69: Barra principal y transferencia
Cuenca	138/69	100	-----	-----	Barra principal y transferencia
Dos Cerritos	230/69	165	24	-----	Barra simple
Esmeraldas	138/69	150	24	-----	Barra principal y transferencia
Francisco de Orellana	138/69	66,6	-----	-----	Barra simple
Gualaceo	138/22	16	-----	-----	Barra simple
Ibarra	138/69	163,34	12	-----	138: Barra principal y transferencia 69: Barra simple partida
Lago de Chongón	Seccionamiento o 138	-----	-----	-----	Barra principal y transferencia
Las Esclusas	230/138	225	30	-----	230: Doble barra principal 138: Barra principal y transferencia
Limón	138/13,8	6,66	-----	-----	Barra simple
Loja	138/69	66,7	12	-----	Barra principal y transferencia
Macas	138/69	43	-----	-----	Barra simple
Machala	230/138/69	365	12	-----	230: Doble barra principal 138: Barra principal y transferencia 69: Doble barra principal

Méndez	138/13,8	6,66	-----	-----	Barra simple
Milagro	230/138/69	391,6	18	-----	230: Doble barra principal 138: Barra principal y transferencia 69: Barra principal y transferencia
Molino	230/138	750	-----	20	230: Doble barra principal 138: Doble barra principal
Montecristi	138/69	100	-----	-----	Barra principal y transferencia
Móvil (Manduriacu)	230/69	45	-----	-----	Barra simple
Móvil (Quinindé)	138/69	30	-----	-----	Barra simple
Móvil (Montecristi)	138/69	60	-----	-----	Barra simple
Mulaló	138/69	60	-----	-----	138: Barra principal y transferencia 69: Barra simple
Nueva Prosperina	230/69	225	12	-----	230: Doble barra principal 69: Barra principal y transferencia
Nueva Babahoyo	138/69	66,7	-----	-----	138: Barra principal y transferencia 69: Barra simple
Pascuales	230/138/69	1150	144	20	230: Doble barra principal 138: Barra principal partida y transferencia 69: Barra principal y transferencia
Policentro	138/69	150	12	-----	Barra simple
Pomasqui	230/138	300	-----	25	230: Doble barra principal 138: Barra principal y transferencia
Portoviejo	138/69	150	36	-----	Barra principal y transferencia
Posorja	138/69	33	12	-----	138: Barra simple 69: Barra principal y transferencia
Pucará	Seccionamiento o 138	-----	-----	-----	Barra principal y transferencia
Puyo	138/69	33,5	-----	-----	Barra principal y transferencia
Quevedo	230/138/69	286,6	-----	10	230: Doble barra principal 138: Barra principal partida y transferencia

					69: Barra principal y transferencia
Riobamba	230/69	89,7	-----	10	230: Doble barra principal 69: Barra principal y transferencia
Salitral	138/69	300	-----	-----	138: Barra principal partida y transferencia 69: Doble barra principal
San Gregorio	230/138	225	-----	-----	230: Barra simple 138: Barra principal y transferencia
San Idelfonso	Seccionamiento o 138	-----	-----	-----	Anillo
Santa Elena	138/69	133,4	12	-----	Barra principal y transferencia
Santa Rosa	230/138/46	900	90	20	230: Doble barra principal 138: Barra principal partida y transferencia
Santo Domingo	230/138/69	433,1	-----	10	230: Doble barra principal 138: Barra principal partida y transferencia 69: Barra principal y transferencia
Sinincay	230/69	165,5	-----	-----	230: Barra simple 69: Barra principal y transferencia
Tena	138/69	33	-----	-----	Barra simple
Totoras	230/138/69	211,9	-----	10	230: Doble barra principal 138: Barra principal y transferencia 69: Barra principal y transferencia
Trinitaria	230/138/69	375	-----	-----	230: Barra simple 138: Doble barra principal 69: Doble barra principal
Tulcán	138/69	33,3	3	-----	Barra principal y transferencia
Vicentina	138/46	200	-----	-----	138: Barra principal y transferencia
Zhoray	Seccionamiento o 230	-----	-----	-----	Doble barra principal

Anexo A3 – Características básicas de las líneas de transmisión de 230 kV y 138 kV.

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE (V)	CIRCUITOS (N°)	CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MVA)		CONDUCTOR DE FASE		LONGITUD (km)
				CONTINUA	EMERGENCIA	TIPO	CALIBRE	
1	Pomasqui - Jamondino C1 - C2	230	2	332	428	ACAR	1200	136,50
2	Pomasqui - Jamondino C3 - C4	230	2	332	428	ACAR	1200	136,50
3	Santa Rosa - Pomasqui	230	2	332	428	ACAR	1200	45,90
4	Santa Rosa - Santo Domingo	230	2	342	442	ACSR Bluejay	1113	78,30
5	Santo Domingo - Quevedo	230	1	353	442	ACSR Bluejay	1113	104,60
6	Quevedo - Pascuales	230	2	353	442	ACSR Bluejay	1113	145,30
7	Pascuales - Nueva Prosperina	230	1	353	442	ACSR Bluejay	1113	11,80
8	Nueva Prosperina - Trinitaria	230	1	353	442	ACSR Bluejay	1113	19,30
9	Trinitaria - Esclusas	230	1	494	593	ACAR	2 X 750	7,40
10	Pascuales - Dos Cerritos	230	1	353	442	ACSR Bluejay	1113	9,90
11	Milagro - Dos Cerritos	230	1	353	442	ACSR Bluejay	1113	42,90
12	Milagro - Pascuales	230	1	353	442	ACSR Bluejay	1113	52,80
13	Molino - Zhoray	230	2	353	442	ACSR Bluejay	1113	15,00
14	Milagro - Zhoray	230	2	342	442	ACSR Bluejay	1113	120,70
15	Pascuales - Molino	230	2	342	442	ACSR Bluejay	1113	188,50
16	Molino - Riobamba	230	1	342	442	ACSR Bluejay	1113	157,30
17	Molino - Totoras	230	1	342	442	ACSR Bluejay	1113	200,20
18	Riobamba - Totoras	230	1	342	442	ACSR Bluejay	1113	42,90
19		230	2	342	442		1113	110,10

	Santa Rosa - Totoras					ASCR Bluejay		
20	Machala - Zorritos	230	1	332	428	ACAR	1200	53,40
21	Zhoray - Sinincay	230	1	332	428	ACAR	1200	52,00
22	Quevedo - San Gregorio	230	1	332	428	ACAR	1200	113,50
23	Pascuales - Esclusas	230	1	353	442	ASCR	1113	35,60
24	Milagro - Machala	230	1	494	596	ACAR	2 X 750	135,20
25	Esclusas - Termoguayas	230	1	247	296	ACAR	750	0,20

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE (V)	CIRCUITOS (N°)	CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MVA)		CONDUCTOR DE FASE		LONGITUD (km)
				CONTINUA	EMERGENCIA	TIPO	CALIBRE (MCM)	
1	Quevedo - Daule	138	2	113	141	ACSR Brant	397,5	43,20
2	Daule - Chone	138	1	113	141	ACSR Brant	397,5	63,20
3	Severino - Chone	138	1	113	141	ACSR Brant	397,5	30,30
4	Tulcán - Panamericana	138	1	112	160	ACSR Flicker	477	7,50
5	Ibarra - Tulcán	138	1	115	160	ACSR Flicker	477	74,50
6	Daule - Portoviejo	138	2	113	141	ACSR Brant	397,5	91,20
7	Pascuales - Policentro	138	2	126	160	ACSR Flicker	477	15,10
8	Pascuales - Salitral	138	2	126	160	ACSR Flicker	477	17,40
9	Milagro - San Idelfonso	138	2	113	141	ACSR Brant	397,5	112,80
10	San Idelfonso - Machala	138	2	113	141	ACSR Brant	397,5	21,00
11	Molino - Cuenca	138	2	100	141	ACSR Brant	397,5	67,08
12	Baños - Totoras	138	2	165	186	ACSR Rook	636	31,70
13		138	2	165	186		636	1,90

	Baños - Agoyán					ACSR Rook		
14	Tena - Francisco de Orellana	138	1	90	113	ACAR	300	139,00
15	Cuenca - Loja	138	2	100	141	ACSR Brant	397,5	134,20
16	Santa Rosa - Conocoto	138	1	112	160	ACSR Flicker	477	10,70
17	Conocoto - Vicentina	138	1	112	160	ACSR Flicker	477	7,80
18	Vicentina - Pomasqui	138	2	112	160	ACSR Flicker	477	20,70
19	Pomasqui - Ibarra	138	2	112	160	ACSR Flicker	477	60,50
20	Guangopolo - Vicentina	138	1	112	160	ACSR Flicker	477	7,00
21	Mulaló - Vicentina	138	1	112	160	ACSR Flicker	477	74,00
22	Pucará - Ambato	138	1	112	160	ACSR Flicker	477	25,74
23	Pucará - Mulaló	138	1	148	163	ACAR	750	35,00
24	Milagro - Babahoyo	138	1	113	141	ACSR Brant	397,5	47,30
25	Santo Domingo - Esmeraldas	138	2	113	141	ACSR Brant	397,5	154,80
26	Ambato - Totoras	138	1	148	163	ACAR	750	7,66
27	Trinitaria - Salitral	138	2	110	137	ACAR	477	11,00
28	Baños - Puyo	138	1	90	110	ACSR Partridge	266,8	45,80
29	Puyo -Tena	138	1	90	110	ACSR Partridge	266,8	62,17
30	Portoviejo - San Gregorio	138	1	110	137	ACSR Flicker	477	8,00
31	Montecristi - San Gregorio	138	1	110	137	ACSR Flicker	477	26,00
32	Montecristi - Jaramijó	138	1	138	162	ACAR	750	8,20
33	Esclusas - Caraguay	138	2	148	181	ACSR	750	5,4
34	San Idelfonso - Gas Machala	138	1	296	363	ACSR	2*750	11,2

35	Cuenca - Macas	138	1	88,8	110	ACSR	266,8	151,2
36	Loja - Cumbaratza	138	1	88,8	110	ACSR	266,6	54,1
37	Chongón - Electroquil	138	2	113	141	ASCR	397,5	13,87
38	Chongón - Posorja	138	1	113	141	ASCR	397,5	71,82
39	Chongón - Santa Elena C1	138	1	113	141	ACSR	397,5	81,59
40	Chongón - Santa Elena C2	138	1	332	-----	ACAR	1200	84,67
41	Pascuales - Chongón	138	2	113	141	ACSR	397,5	24,21

Anexo A4 – Diagrama Unifilar del SNI al año 2017.

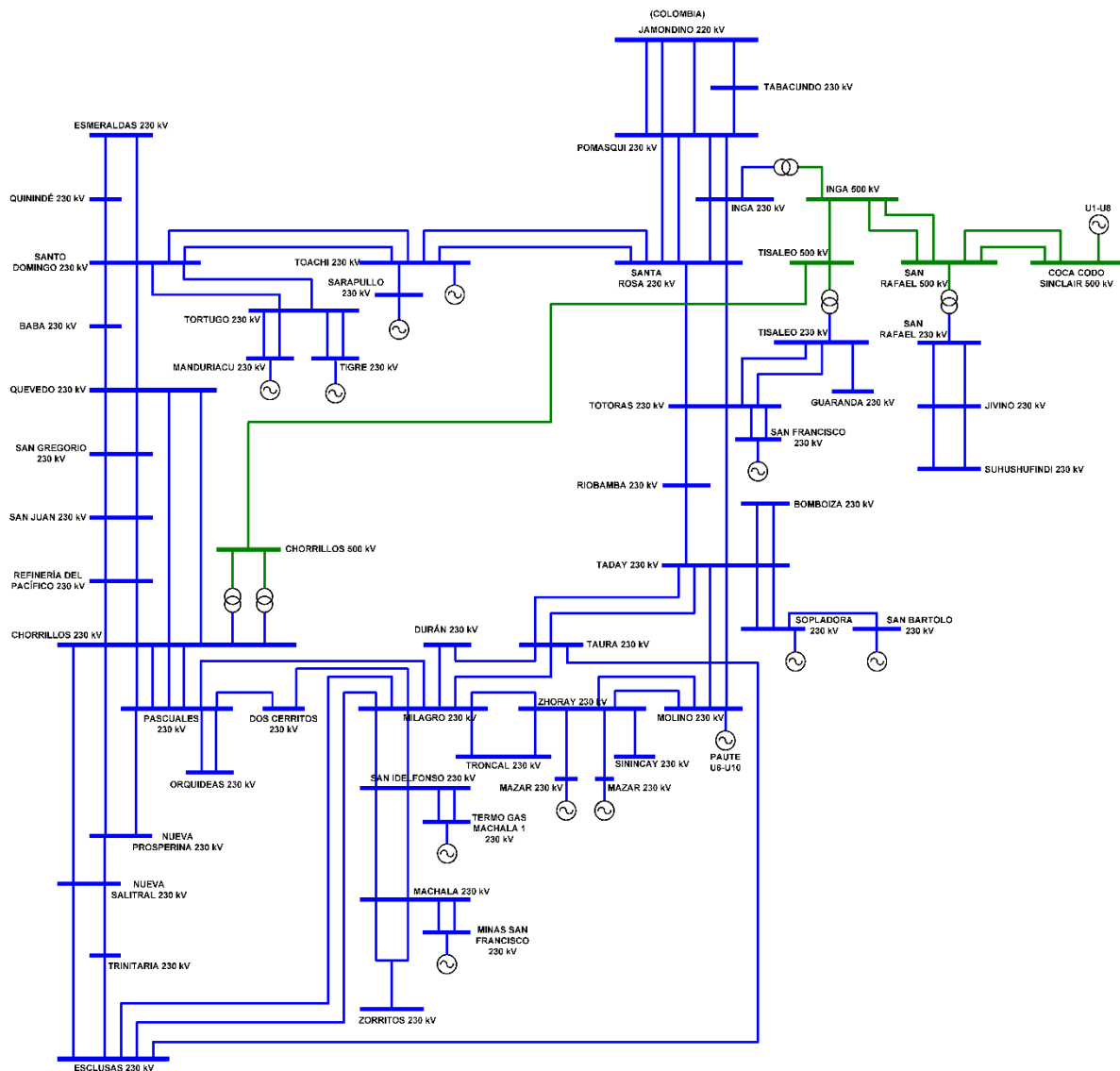


Figura A2 Diagrama Unifilar del SNI al año 2017.
Fuente: Base de datos "Base_FACTS_2017" del software PowerFactory.

Anexo A5 – Herramienta Contingency Analysis, determinación de contingencias críticas.

Las figuras que se presentan en el presente anexo han sido tomadas de la versión 14.1.3 del software *PowerFactory*.

En la Figura A3 se observa el caso de estudio que se ha seleccionado para explicar el funcionamiento de la herramienta *Contingency Analysis*: demanda máxima para condiciones de alta hidrología.

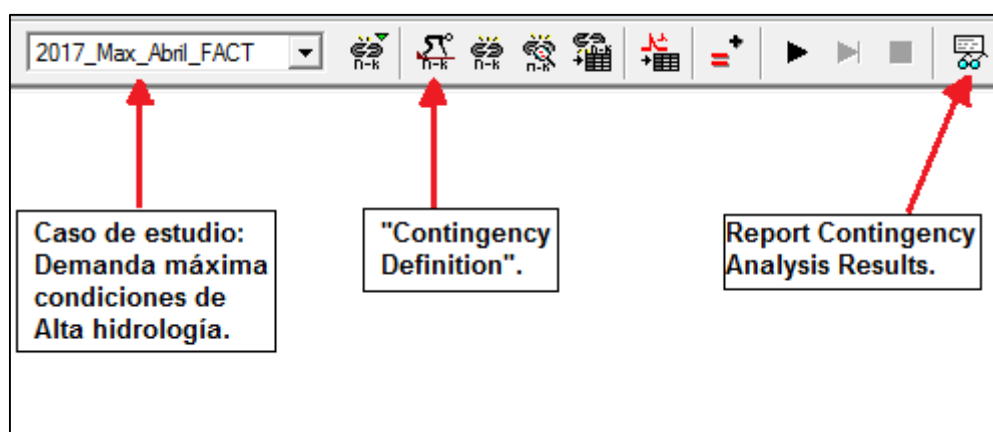


Figura A3 Caso de estudio y botones de la herramienta Contingency Analysis que se emplearán para la identificación de las contingencias críticas.

Fuente: PowerFactory

También se observa, en la Figura A3, los dos botones de la herramienta mencionada que se van a utilizar para identificar las contingencias críticas²²: “Contingency Definition” y “Report Contingency Analysis Results”.

El primer botón que se va a utilizar es el “Contingency Definition”. En este botón se selecciona el carácter (N-2 ó N-1) de las contingencias a analizar y sobre cuáles componentes de la red va hacer el análisis.

Una vez que se da clic en el botón “Contingency Definition” se obtiene la ventana que se puede ver en la Figura A4.

Se procede como se indica en la Figura A4 y Figura A5 para que el software analice contingencias de carácter N-2 y considere solo a ciertos elementos del sistema para el análisis.

²² El ejemplo que se presenta en el Anexo 5 tiene como objetivo identificar las contingencias críticas que se presentarían en las líneas de transmisión del S.N.I. que operan a nivel de 500 kV.

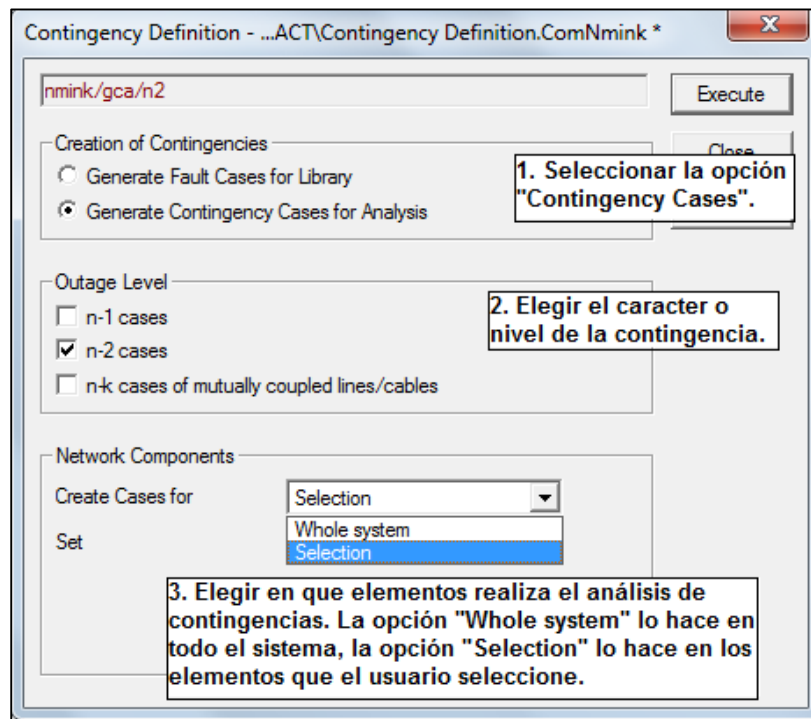


Figura A4 Ventana del botón *Contingency Definition*.
Fuente: PowerFactory

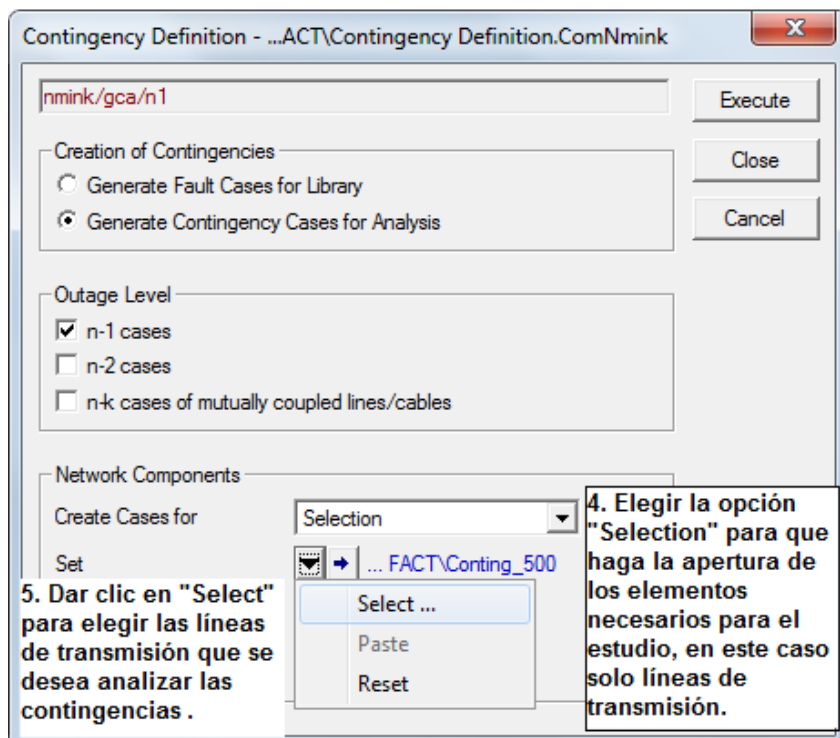


Figura A5 Ventana del botón *Contingency Definition* (cont.).
Fuente: PowerFactory

Luego de dar clic en “Select” aparece la ventana que se puede apreciar al fondo de la Figura A6.

Lo que muestra la Figura A6 sirve para crear un objeto (al cual se le puso el

nombre: Líneas 500 kV), este objeto contendrá a las líneas de transmisión sobre las que se realizará el análisis de contingencias de carácter N-2-.

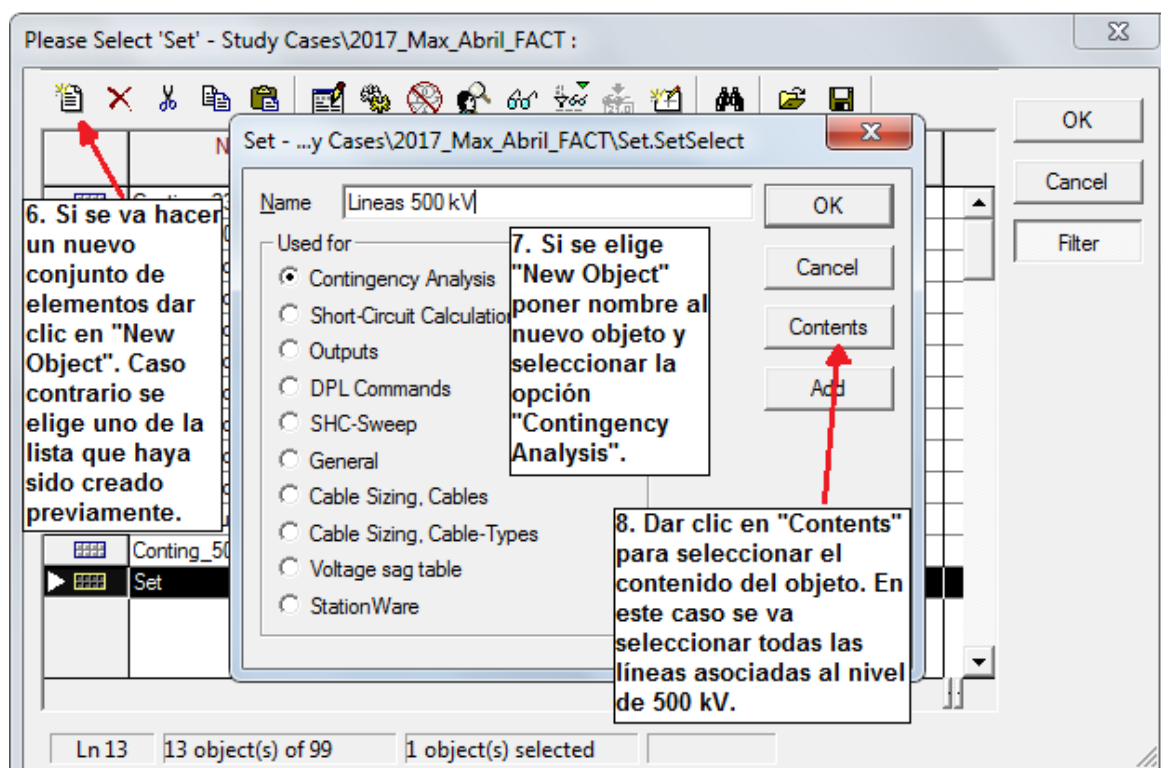


Figura A6 Creación del objeto que contendrá a las líneas de 500 kV
Fuente: PowerFactory

Luego de dar clic en el botón “Contents”, con el objetivo de seleccionar las líneas de transmisión a las que se quiere hacer el análisis de contingencias, se mostrará en la pantalla, la ventana que aparece en la Figura A7.

Dado que el objetivo del ejemplo que se está realizando es el de identificar las contingencias críticas que se presentarían en las líneas de transmisión del S.N.I. que operarán a nivel de 500 kV, se procede a agregar solo a las líneas de 500 kV, de la manera que lo indica la Figura A7 y Figura A8.

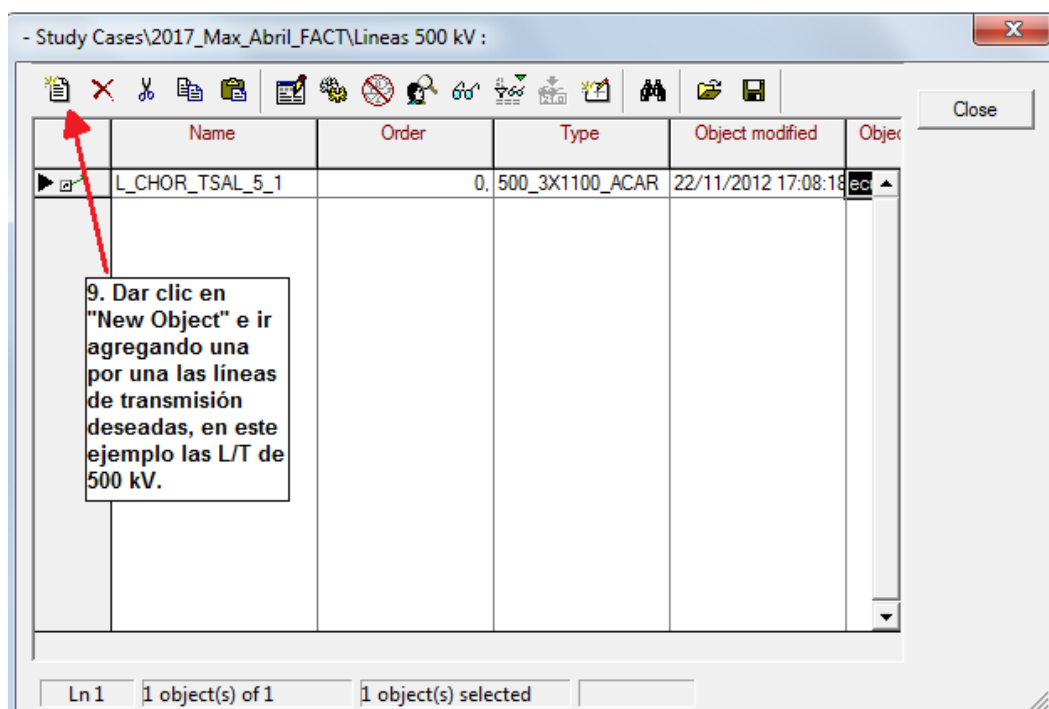


Figura A7 Agregado de las líneas de 500 kV.
Fuente: PowerFactory

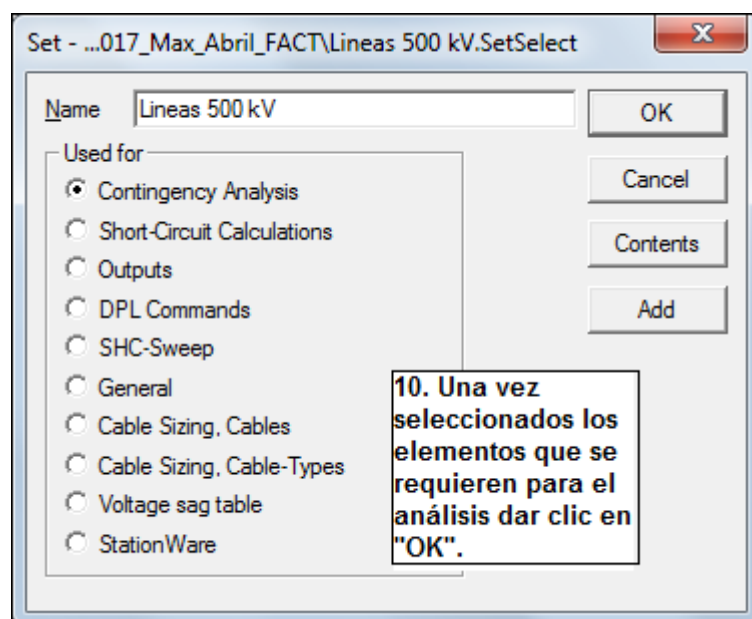


Figura A8 Agregado de las líneas de 500 kV.
Fuente: PowerFactory

En la Figura A9 se puede ver el objeto creado, el cual contiene a las líneas de transmisión de 500 kV.

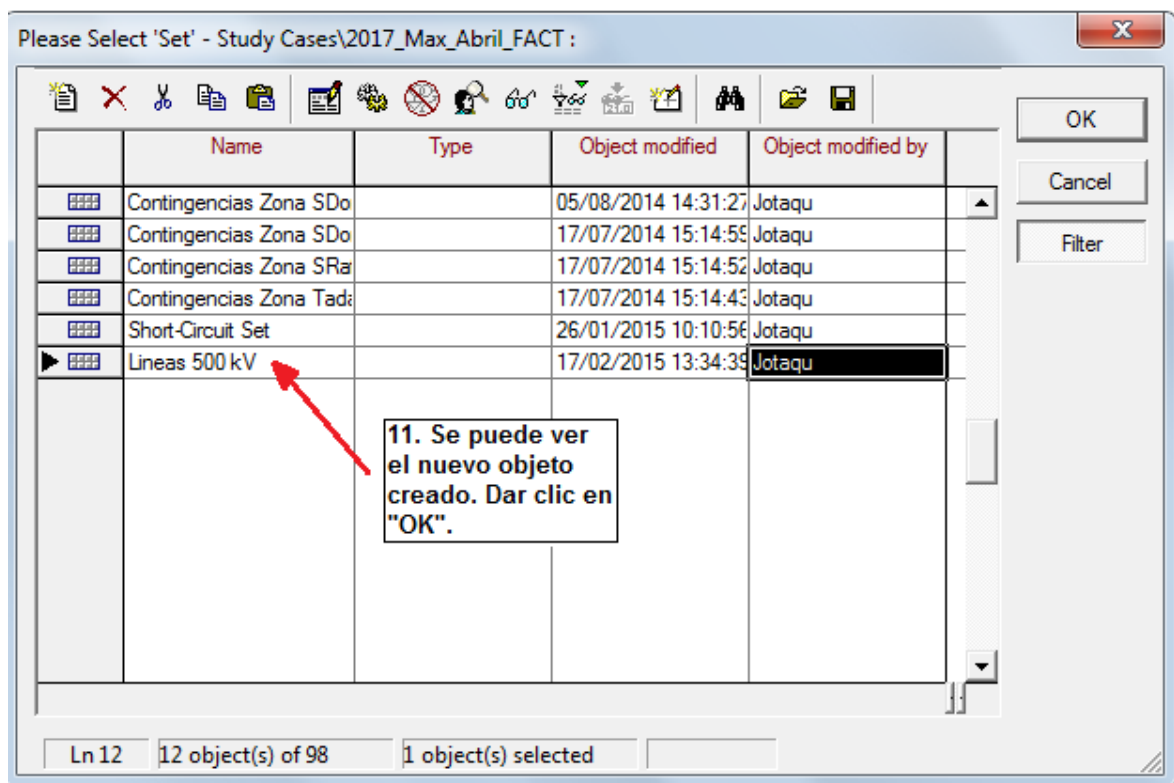


Figura A9 Objeto creado.
Fuente: PowerFactory

Una vez creado el objeto que contiene a las líneas de transmisión de 500 kV, aparece nuevamente la venta “Contingency Definition” que se muestra en la Figura A10.

Lo que indica la Figura A10 es que el software va a realizar un análisis de contingencias de carácter N-2 en un objeto llamado: Líneas 500 kV, es decir, el programa va a realizar un análisis de contingencias de carácter N-2 en las líneas de transmisión que operan a 500 kV.

Se procede a dar clic en “Execute”, tal como lo muestra la Figura A10.

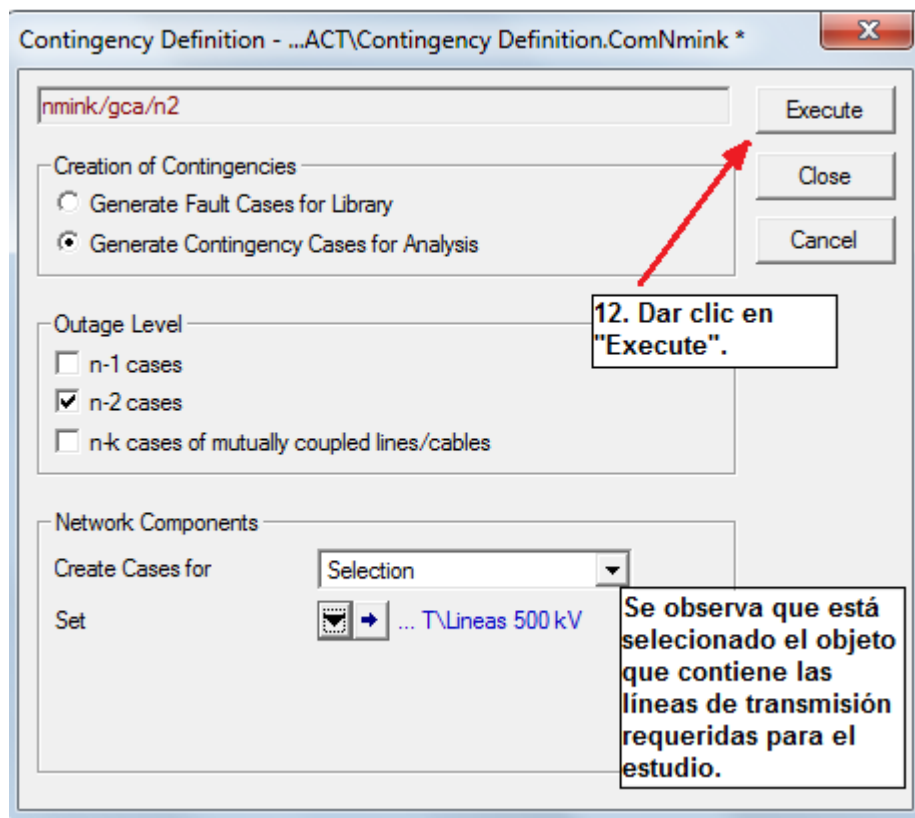


Figura A10 Ventana *Contingency Definition*.
Fuente: PowerFactory

Luego de dar clic en “Execute” aparece la ventana “Contingency Analysis” la cual se muestra en la Figura A11.

Se selecciona el método de cálculo “AC Load Flow Calculation” ya que con esta opción el software utiliza un método iterativo para calcular el flujo de potencia en cada caso de contingencia.

En la parte inferior de la ventana “Contingency Analysis” el programa indica que se formaron 91 casos de contingencias de carácter N-2 para analizar.

El número de casos de contingencias a analizar dependerá del número de elementos que se haya seleccionado. En el ejemplo del presente anexo, depende del número de líneas de transmisión seleccionadas para el análisis.

Al dar clic en “Execute” el software empieza a analizar cada una de las contingencias, corriendo flujos de potencia en cada una de ellas.

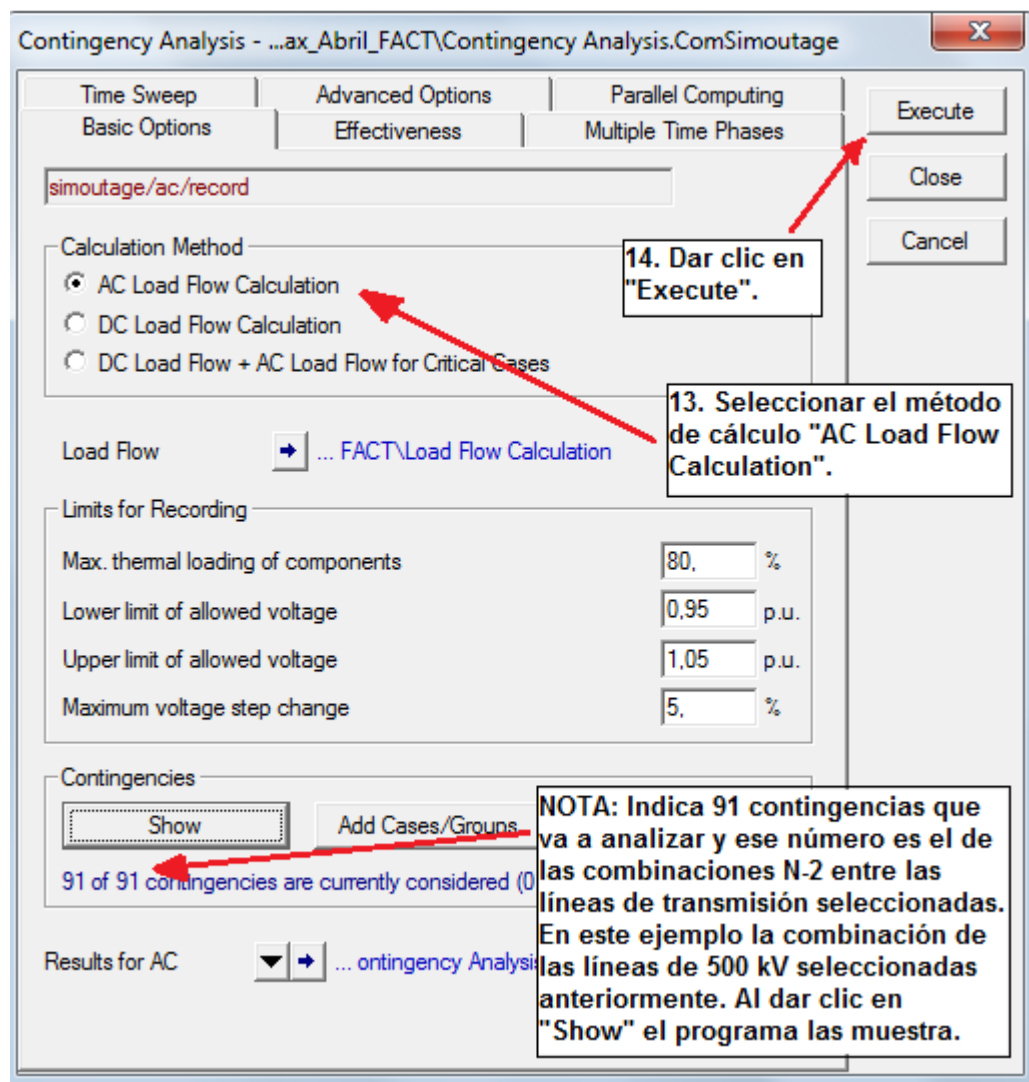


Figura A11 Ventana Contingency Analysis.
Fuente: PowerFactory

Al programa le tomará unos segundos realizar el análisis, mientras mayor sea la cantidad de elementos seleccionados (líneas de transmisión, generadores, etc.), más tiempo le tomará al software realizar el análisis.

Luego de finalizado el análisis se debe dar clic en el botón “Contingency Analysis Reports”, seleccionar la opción “Non-convergent Cases” y luego en “Execute”, ver Figura A12.

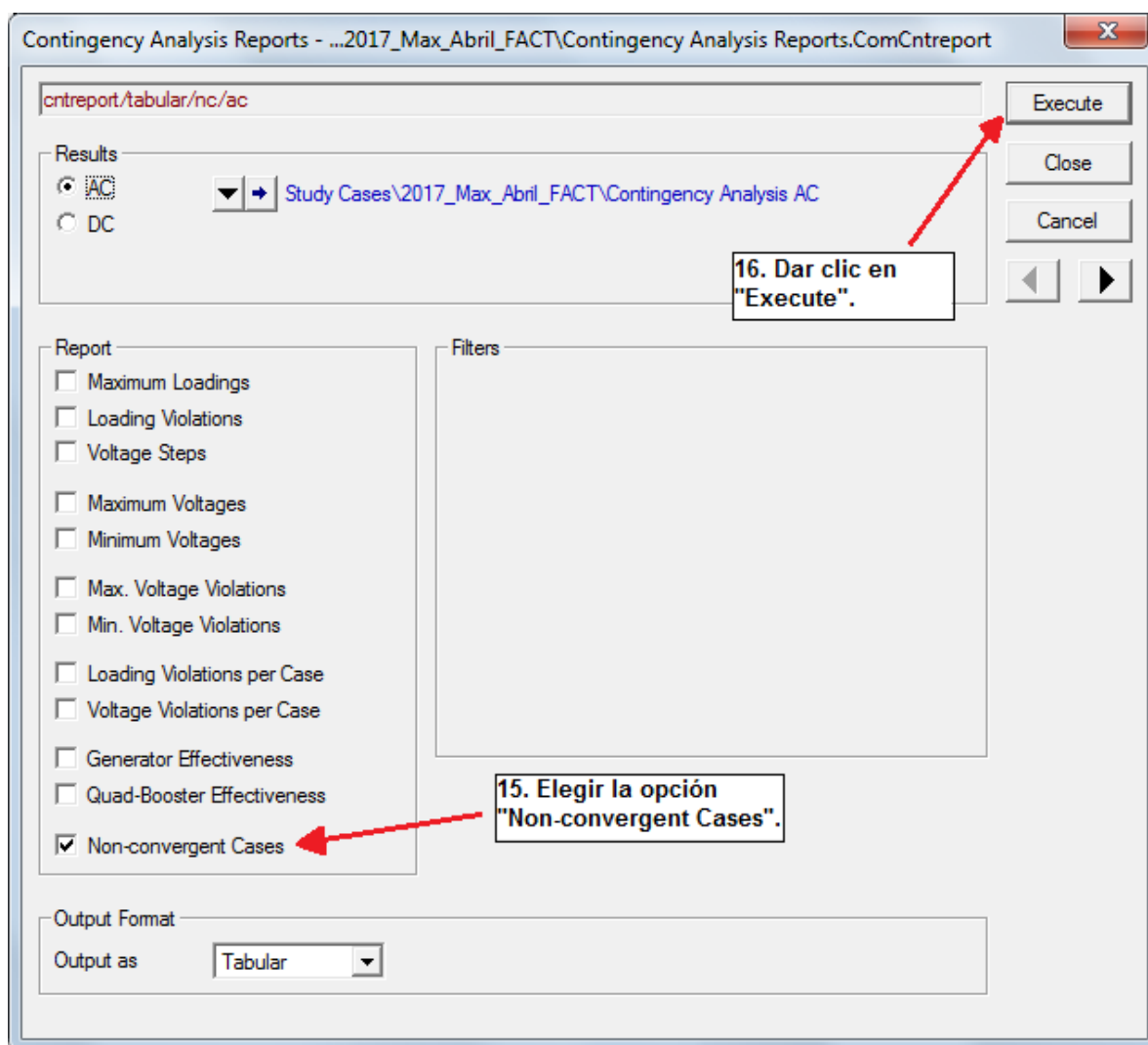


Figura A12 Ventana Contingency Analysis Reports.
Fuente: PowerFactory

Al dar clic en “Execute” se desplegará sobre la pantalla la ventana que se aprecia en la Figura A13. La cual contiene una tabla con el listado de las contingencias que no convergen.

Como se puede apreciar en la Figura A13, para el ejemplo que se está analizando, el programa determinó veintidós contingencias sin solución. Sin embargo únicamente dos contingencias son de circuitos que forman parte de una misma línea, las veinte contingencias restantes se descartan, debido a que son de muy baja probabilidad ya que resultan de la combinación de dos circuitos de diferentes líneas de transmisión.

Non-Convergent Contingency Cases				
Study Case:		2017_Max_Abril_FACT		
Result File:		Contingency Analysis AC		
	Contingency Number	Contingency Time Phase [min.]	Contingency Name	
1	2	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_INGA_SRAFA_5_1	
2	3	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	
3	4	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_INGA_Tisaleo_5	
4	5	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_INGA_XL1_5_1	
5	6	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_INGA_XL2_5_2	
6	7	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_INGA_XL3_5	
7	8	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_SRAFA_CCS_5_1	
8	9	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2	
9	10	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_SRAFA_XL1_5_1	
10	11	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_SRAFA_XL2_5_2	
11	12	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_TSAL_XL_5_1	
12	13	-1	L_CHOR_TSAL_5_1-L_Tisaleo_XL2_5	
13	26	-1	L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_SRAFA_5_2	
14	29	-1	L_INGA_SRAFA_5_1-L_INGA_XL2_5_2	
15	34	-1	L_INGA_SRAFA_5_1-L_SRAFA_XL2_5_2	
16	38	-1	L_INGA_SRAFA_5_2-L_INGA_XL1_5_1	
17	43	-1	L_INGA_SRAFA_5_2-L_SRAFA_XL1_5_1	
18	56	-1	L_INGA_XL1_5_1-L_INGA_XL2_5_2	
19	61	-1	L_INGA_XL1_5_1-L_SRAFA_XL2_5_2	
20	67	-1	L_INGA_XL2_5_2-L_SRAFA_XL1_5_1	
21	77	-1	L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2	
22	86	-1	L_SRAFA_XL1_5_1-L_SRAFA_XL2_5_2	

Figura A13 Ventana de Casos de contingencias que no convergieron.
Fuente: PowerFactory

El análisis de contingencias identificó dos casos de contingencias de carácter N-2 sin solución:

- L/T Inga – San Rafael_500 kV
- L/T San Rafael – Coca Codo Sinclair_500 kV

En la Figura A14 se puede ver la respuesta del sistema al correr un flujo de potencia con los dos circuitos de la L/T Inga – San Rafael_500 kV abiertos.

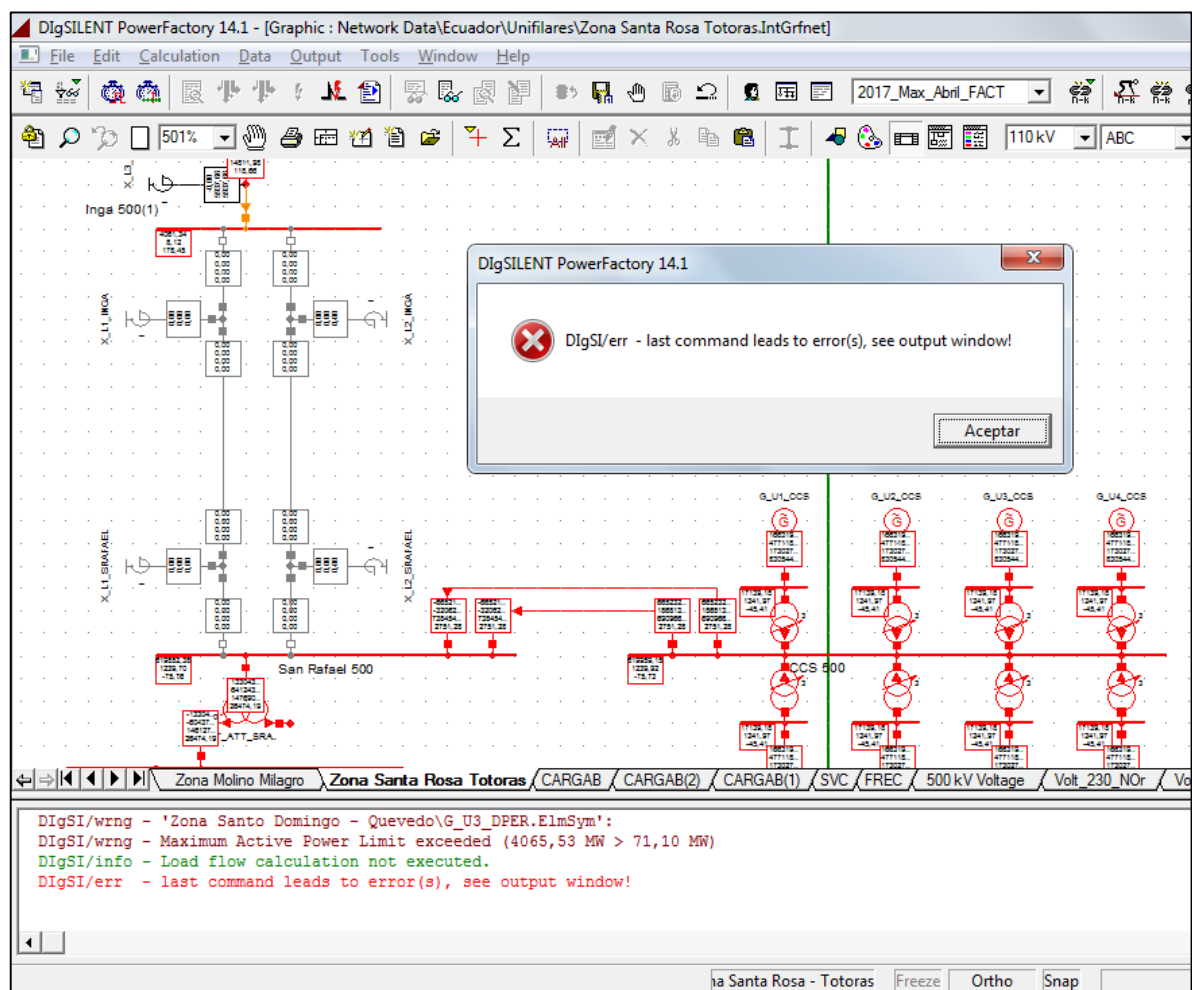


Figura A14 Corrida de flujo de potencia del sistema con un caso de contingencia N-2.
Fuente: PowerFactory

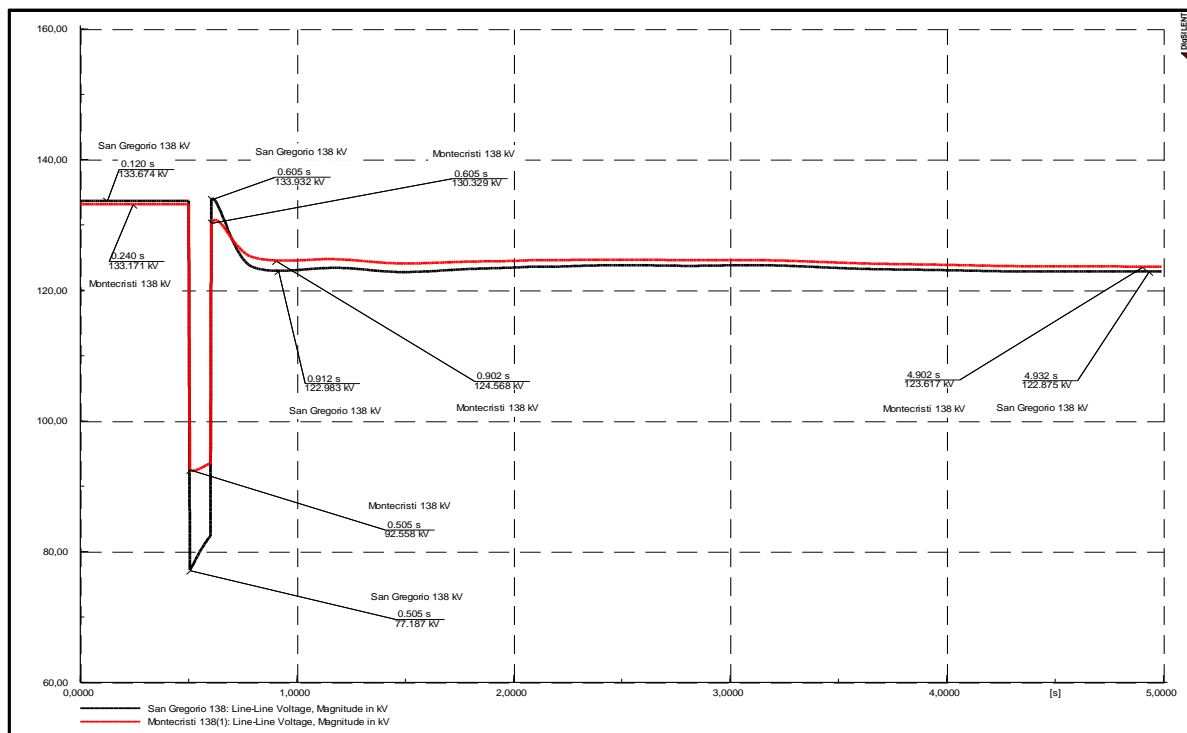
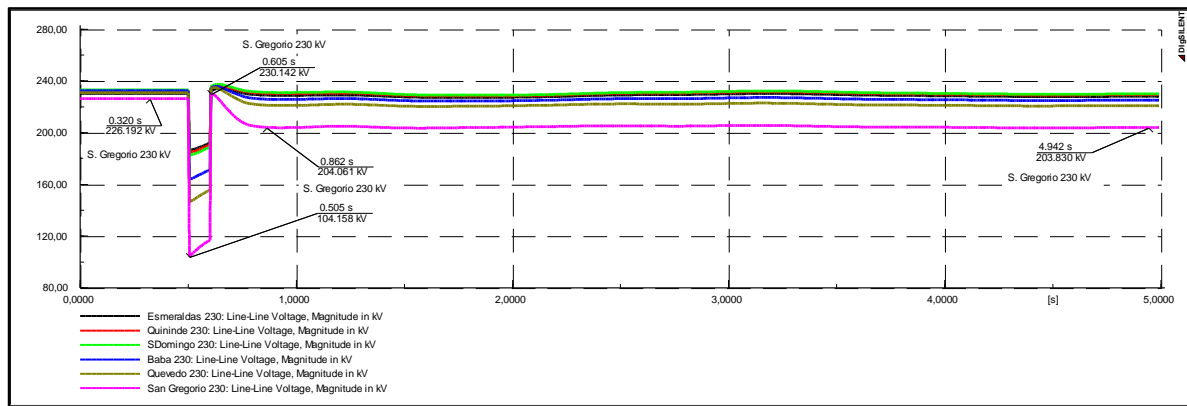
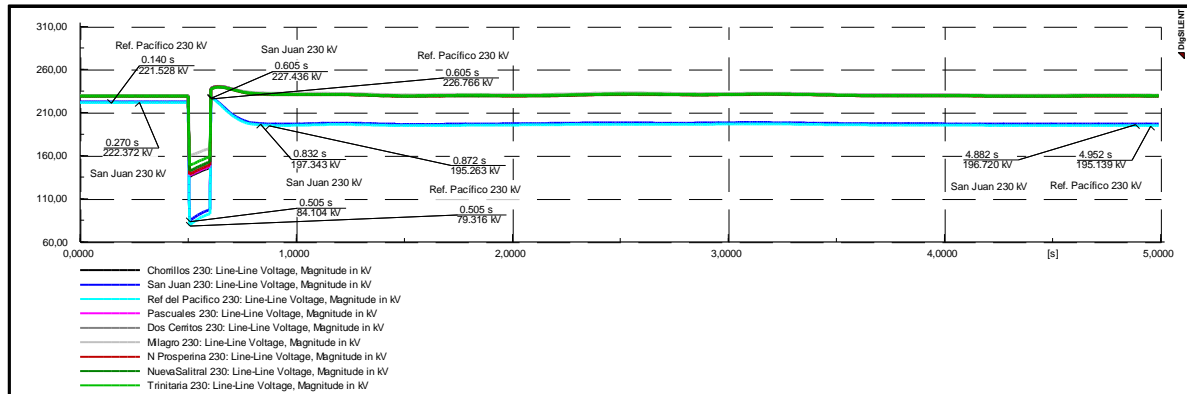
Al correr el flujo de potencia, como lo muestra la Figura A14, se puede leer en la ventana de mensajes que éste no se ejecutó: *“Load flow calculation not executed”*, es decir que el flujo de potencia no converge.

Por el momento se tiene que el análisis de contingencias identificó dos casos de contingencias N-2 sin convergencia. Sin embargo, para poder decir que son contingencias críticas, es necesario realizar análisis en estado dinámico, en el cual se simulará la apertura simultánea de cada una de las contingencias, sin solución, identificadas por el software, con el objetivo de evaluar la respuesta del sistema.

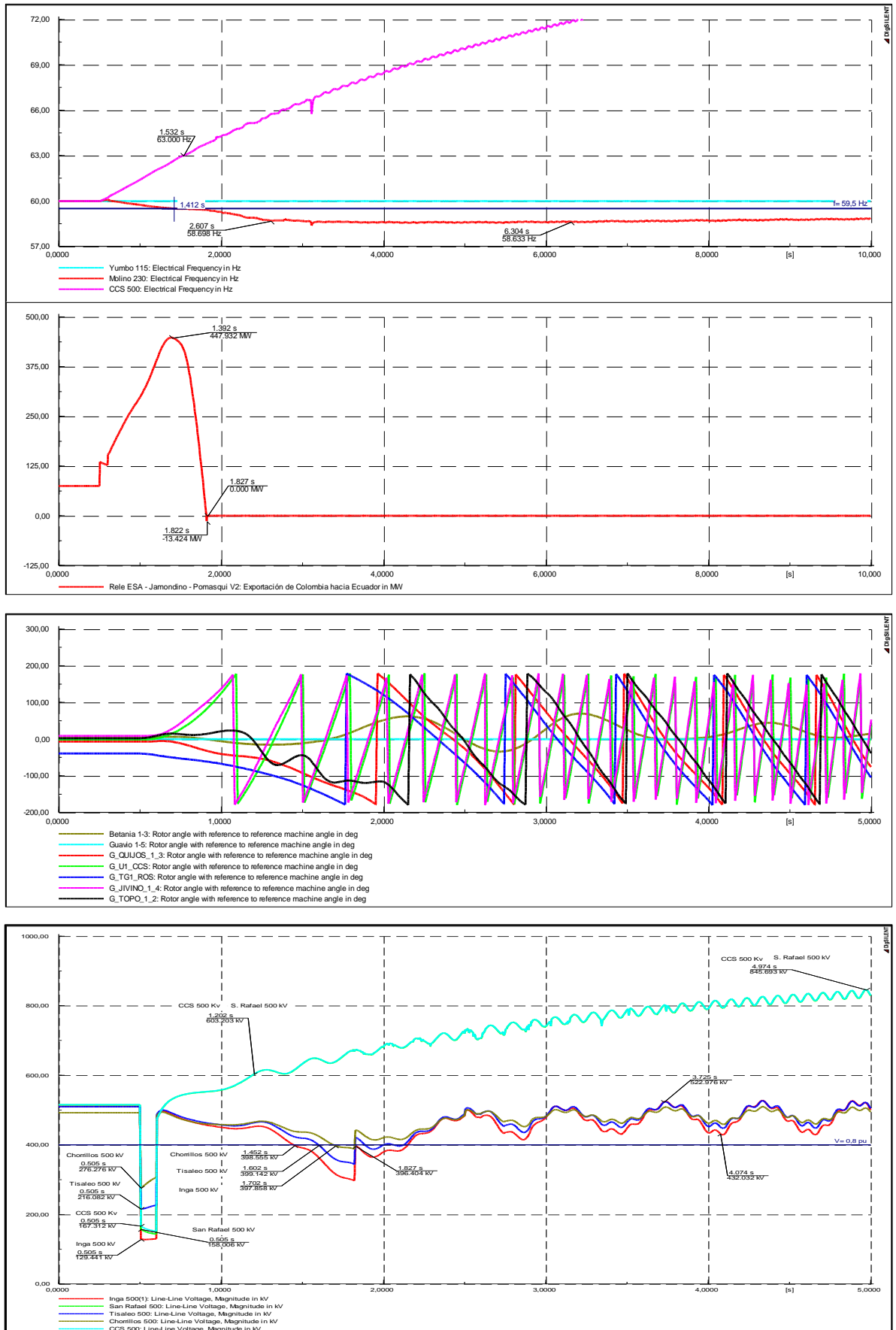
Dado que en el presente trabajo de tesis ya se hizo el análisis dinámico de las contingencias sin solución, identificadas en el ejemplo del presente anexo, se puede confirmar que las dos contingencias son críticas para el sistema.

Anexo A6 – Gráficas de simulación dinámica de la caracterización de las contingencias críticas del SNI al año 2017.

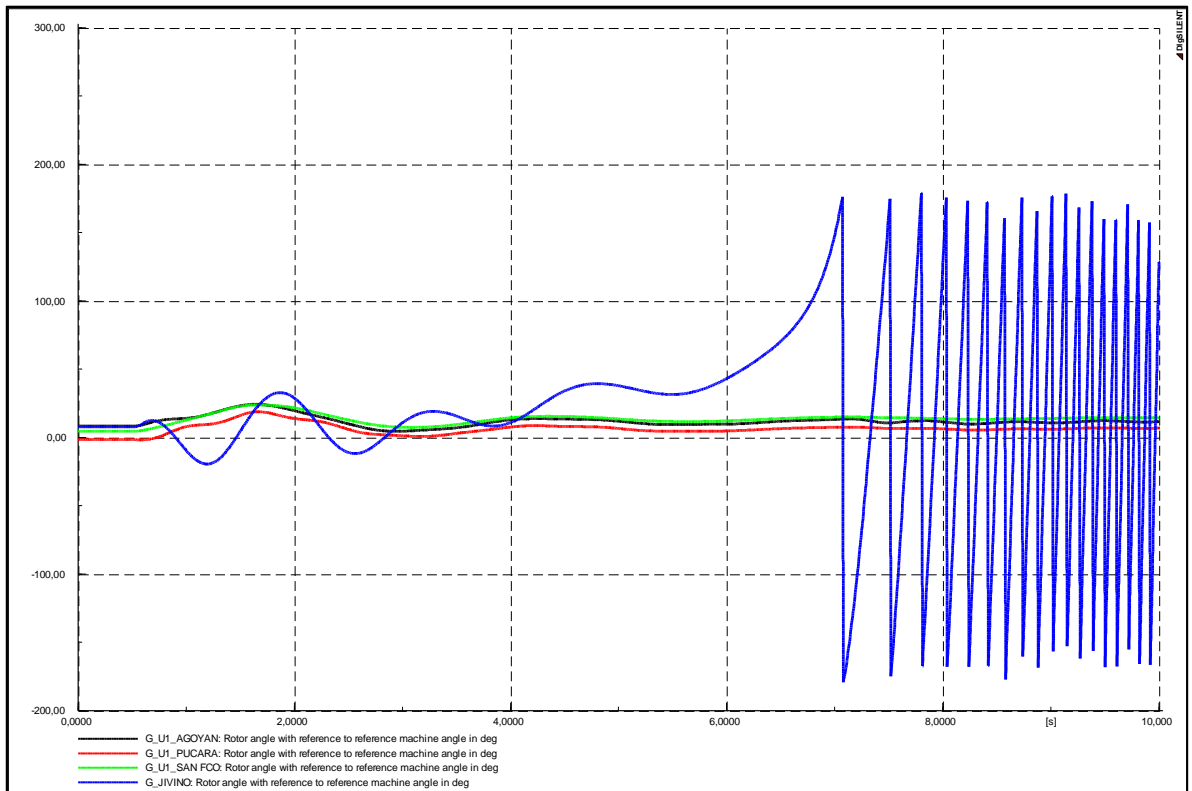
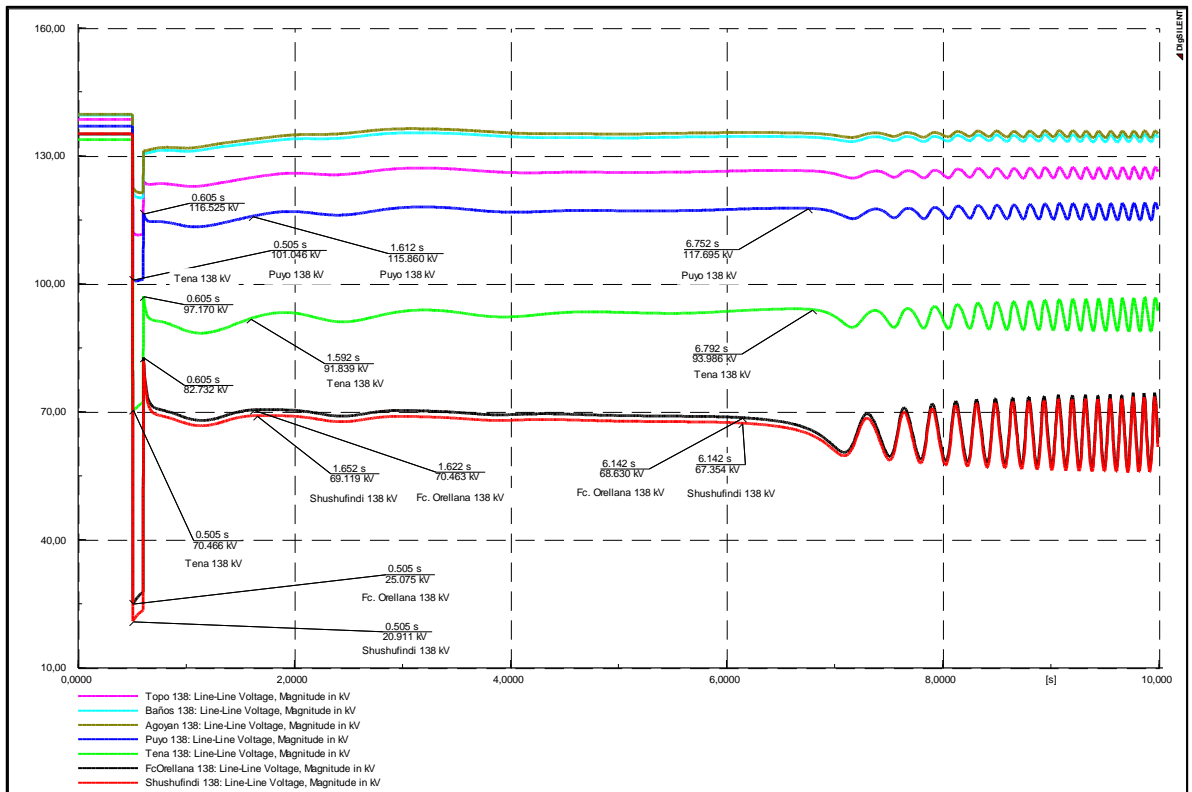
• Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22



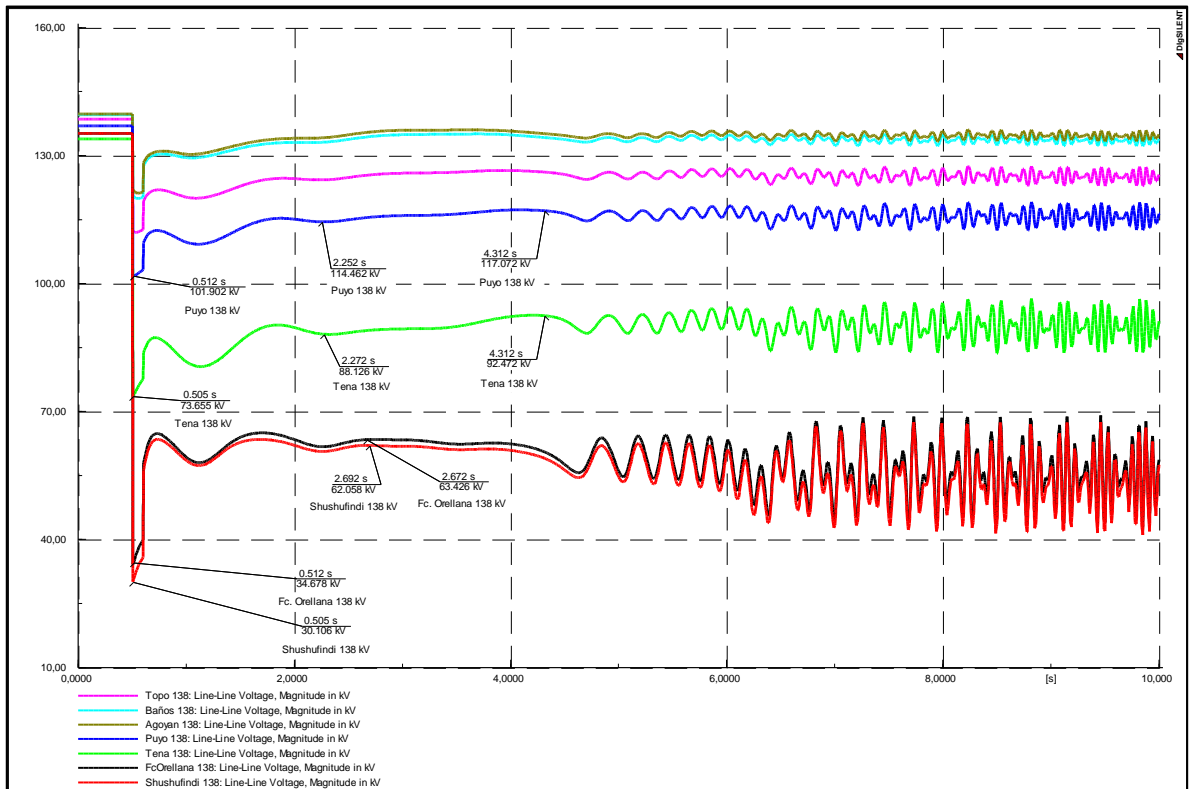
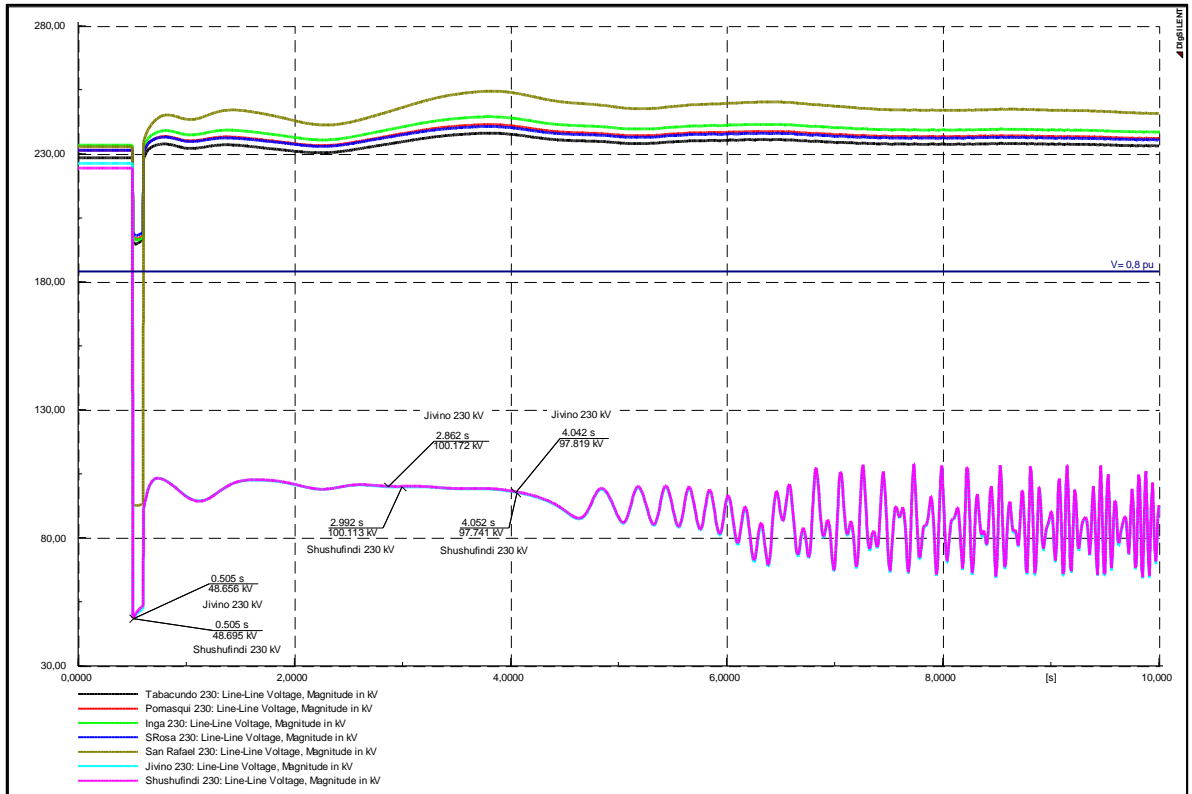
• Contingencia L_INGA_SRAFA_5 1-L_INGA_SRAFA_5 2



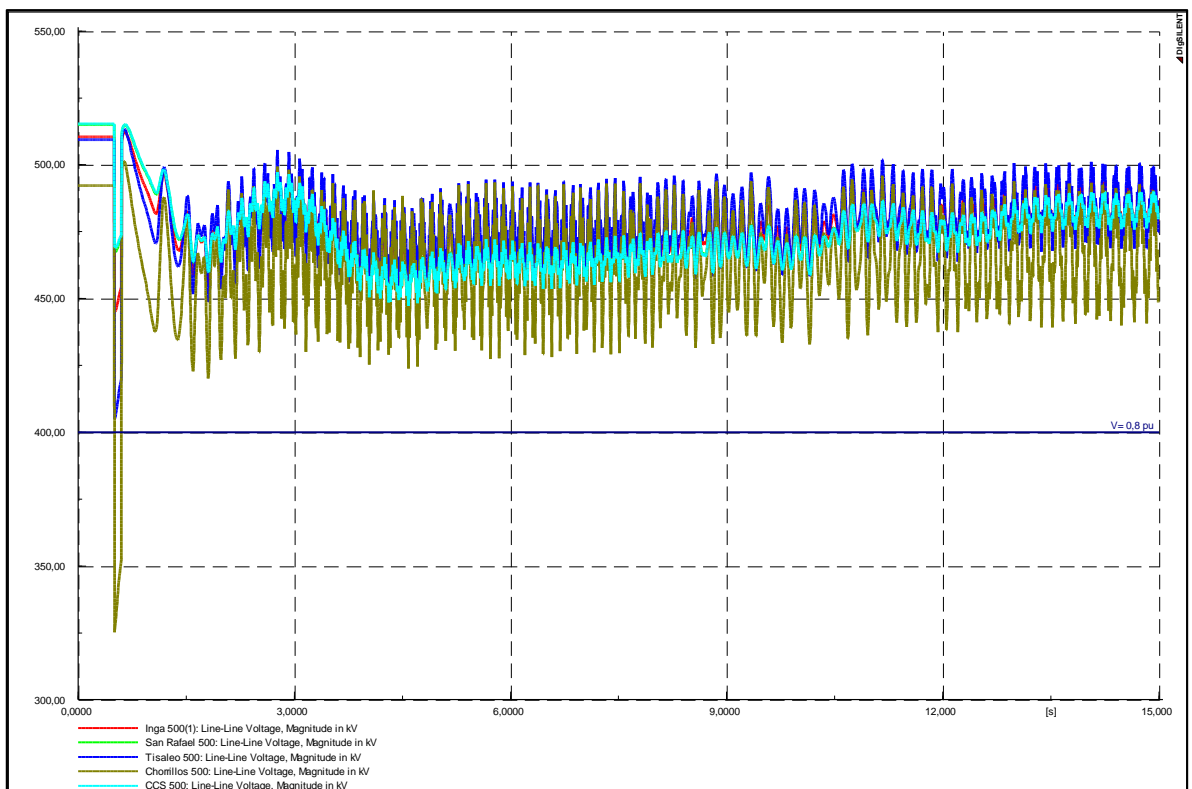
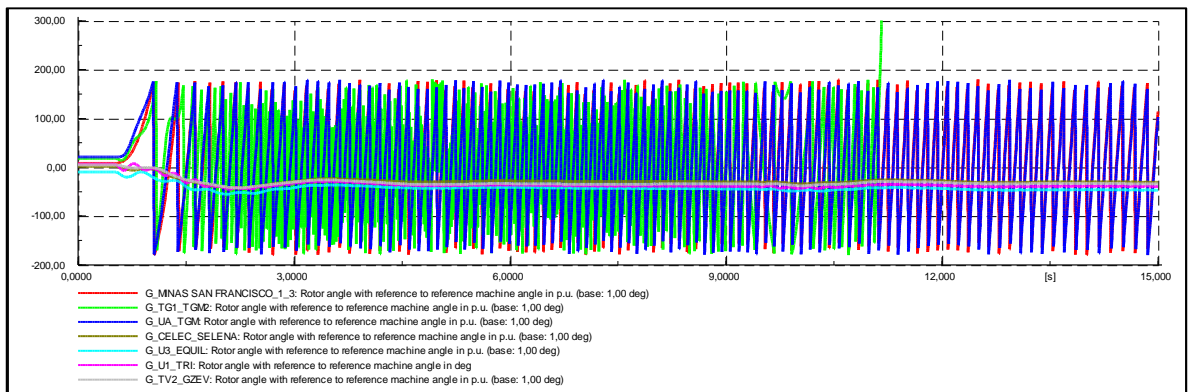
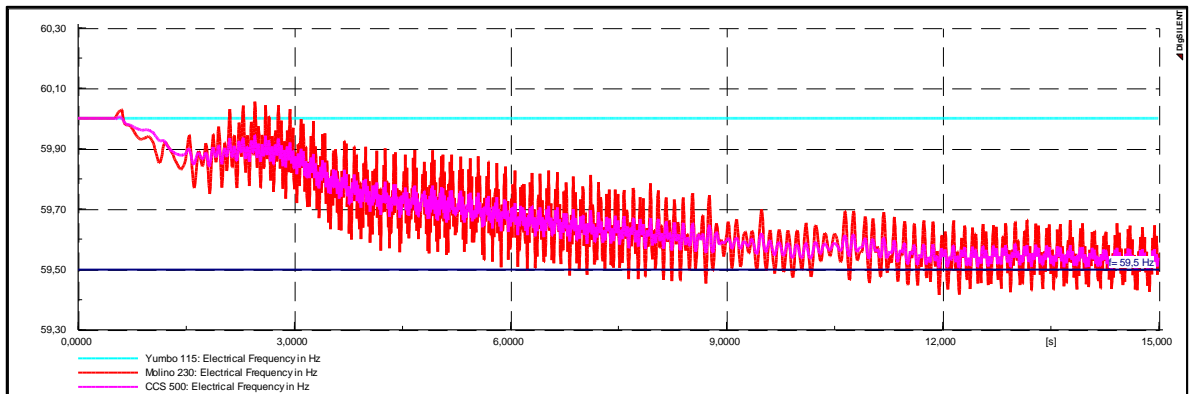
- Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2



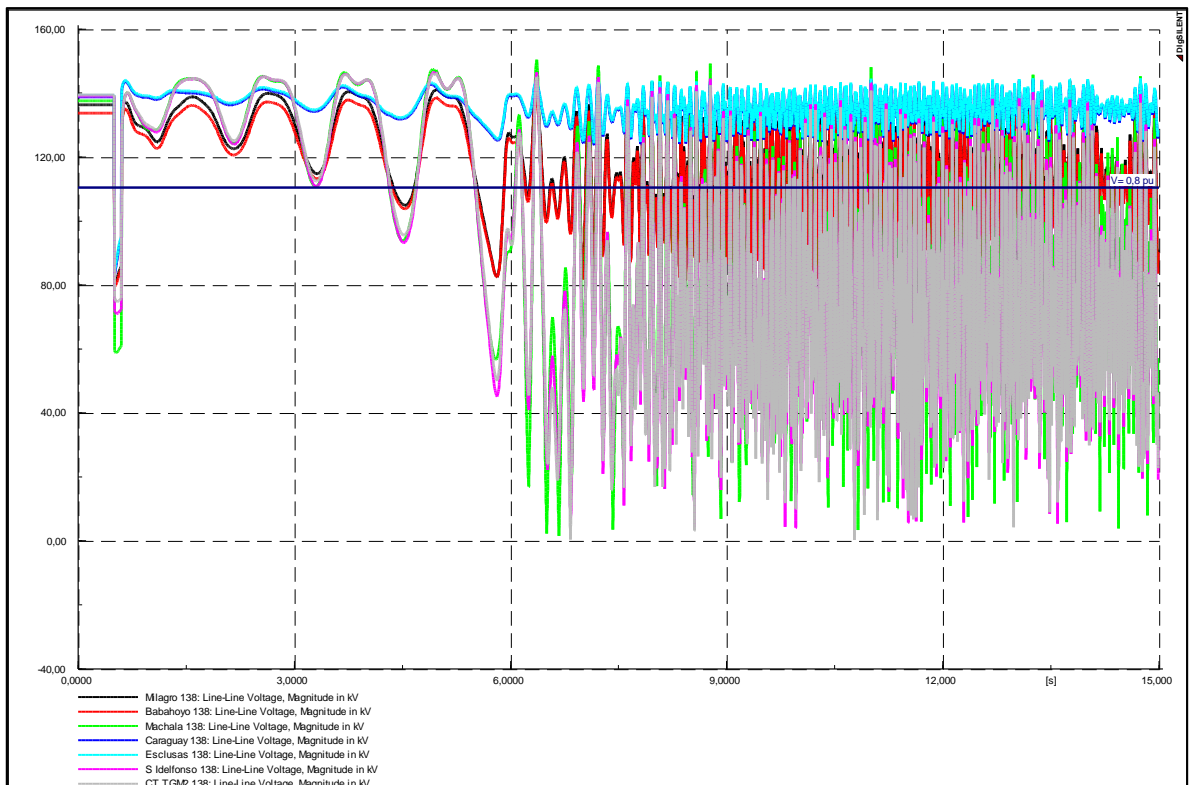
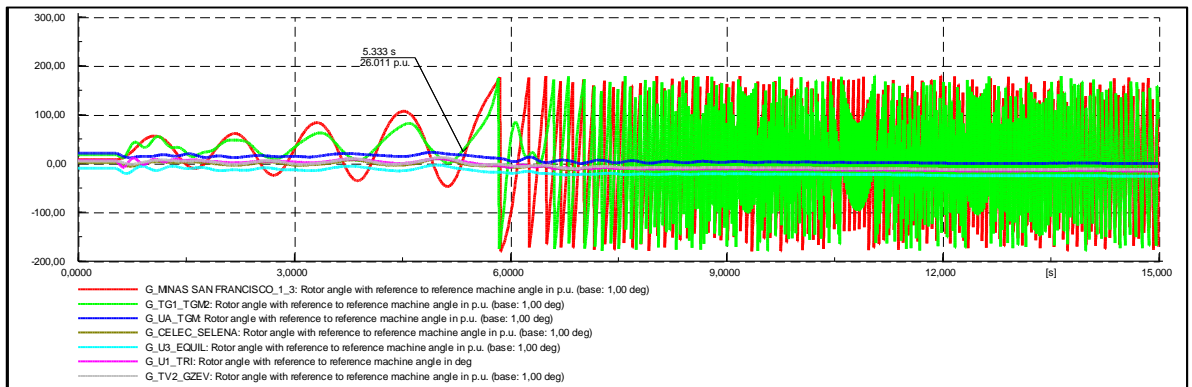
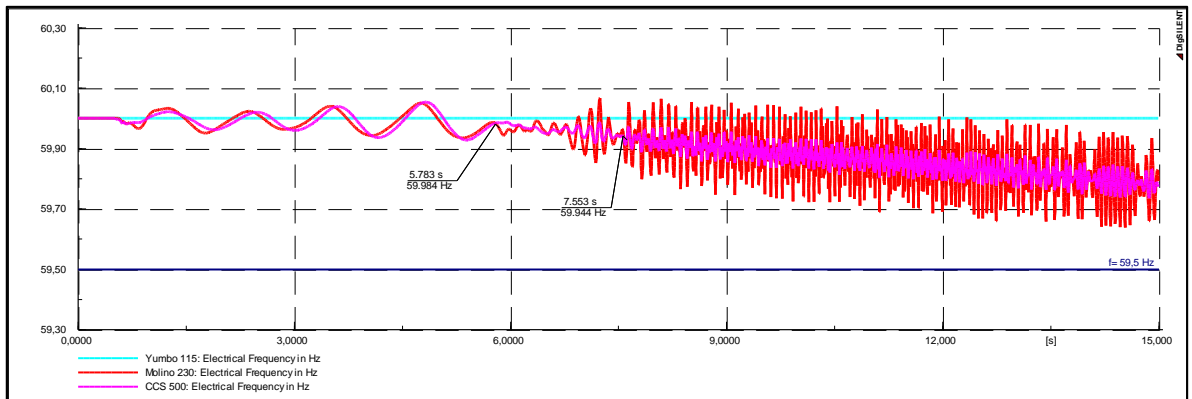
- Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2



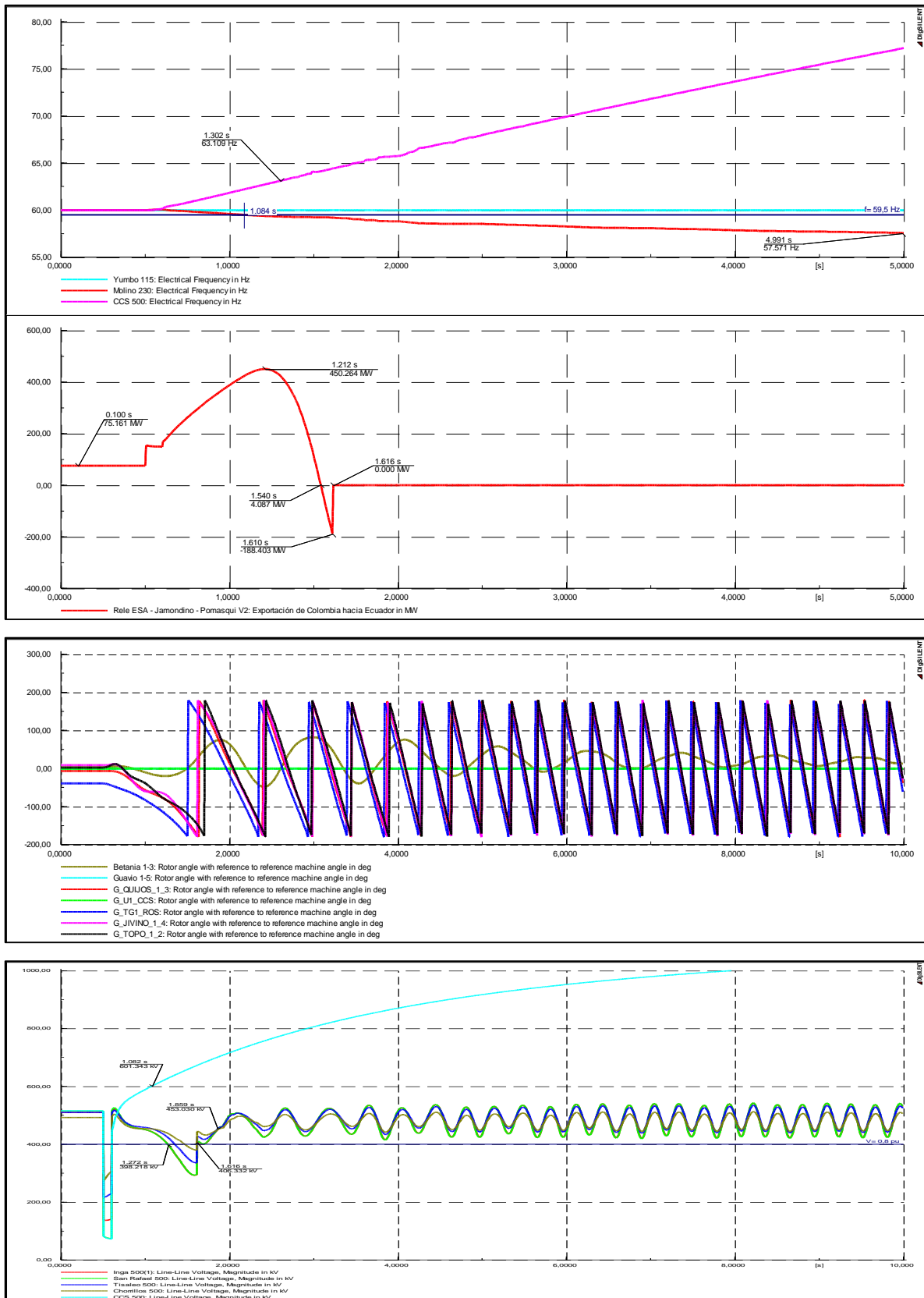
- Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22



- Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22



- Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2



Anexo A7 – Acciones remediales del SPS para el año 2014.

Acciones en el Sistema Nacional de Transmisión

SUBESTACION	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= Tevento+Tenvío y recepción señales+Tapertura de elementos
Santa Rosa	Activación circuito de protección sistémica que observa la L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV, C1 y C2.		100 ms
	Energización réle de disparo 86,		105 ms
	Apertura de las posiciones Santo Domingo 1 y 2 230 kV	L/T Santa Rosa - Santo Domingo 230 kV, C1 y C2	155 ms
	Apertura de la barra de 138 kV	Central térmica Santa Rosa	155 ms
		Transformadores TRN y TRP 138/46 kV	
		Capacitores 3 x 27 MVAR	
		L/T Santa Rosa - Conocoto 138 kV	
		L/T Santa Rosa - El Carmen 138 kV	
		L/T Santa Rosa - Eugenio Espejo 138 kV (Adelca)	
		L/T Santa Rosa - Selva Alegre 138 kV	
	Envío de la señal hacia Pomasqui (Canal 2)		105 ms
	Apertura de la posición Pomasqui 2 230 kV	L/T Santa Rosa - Pomasqui 230 kV, C2	1050 ms
	Envío de comando de apertura para la posición Santa Rosa 2 de la S/E Pomasqui (canal 3)		1000 ms
Pomasqui	Recepción de la señal enviada desde la S/E Santa Rosa y disparo del relé 86 para ejecutar las acciones en la S/E Pomasqui		108 ms
	Apertura de las posiciones Ibarra 1 y 2 138 kV	L/T Ibarra - Pomasqui 138 kV C1 y C2 (toda la carga de EMELNORTE)	210 ms

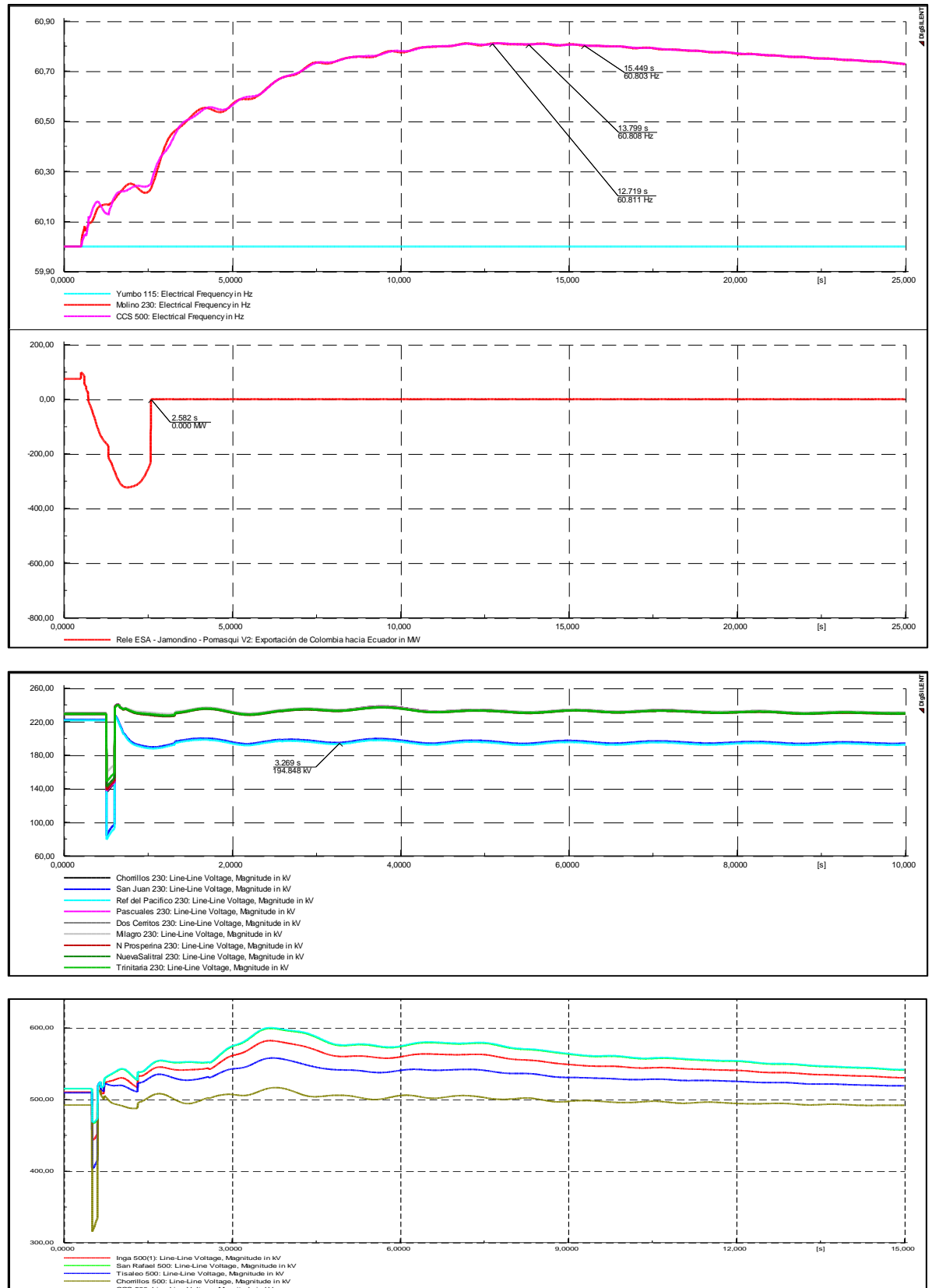
	Envío de la señal de disparo a la S/E Vicentina		110 ms
	Envío de la señal de disparo hacia la S/E Pomasqui EE Quito (canal 1)		110 ms
	Recepción de la señal enviada de la S/E Santa Rosa y apertura de la posición Santa Rosa 2		1003 ms
Vicentina	Recepción de la señal enviada de la S/E Pomasqui y disparo del relé 86 para acciones en la S/E Pomasqui		113 ms
	Apertura de la posición Conocoto	L/T Conocoto - Vicentina 138 kV	213 ms
	Apertura de la posición Mulaló	L/T Mulaló - Vicentina 138 kV	213 ms
	Apertura de la posición del transformador T1	Transformador T1 138/46 kV	213 ms

Acciones en la Empresa Eléctrica Quito

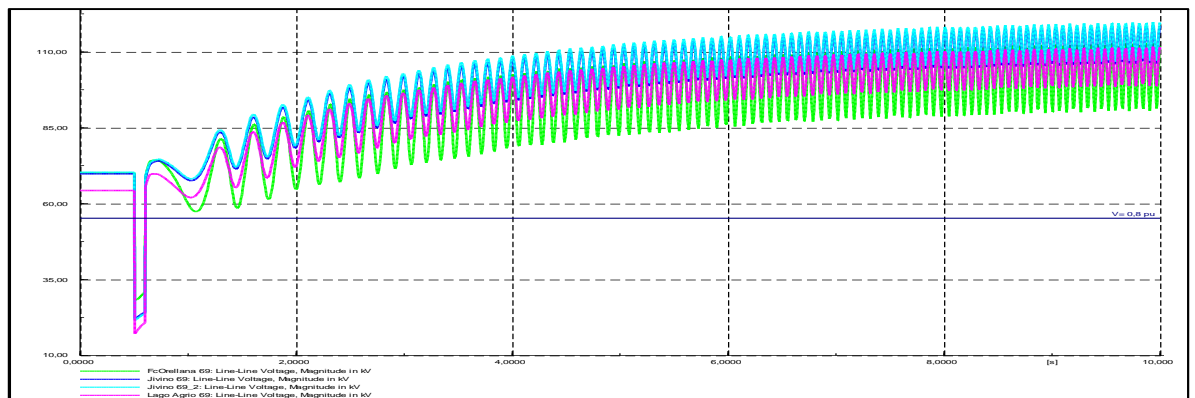
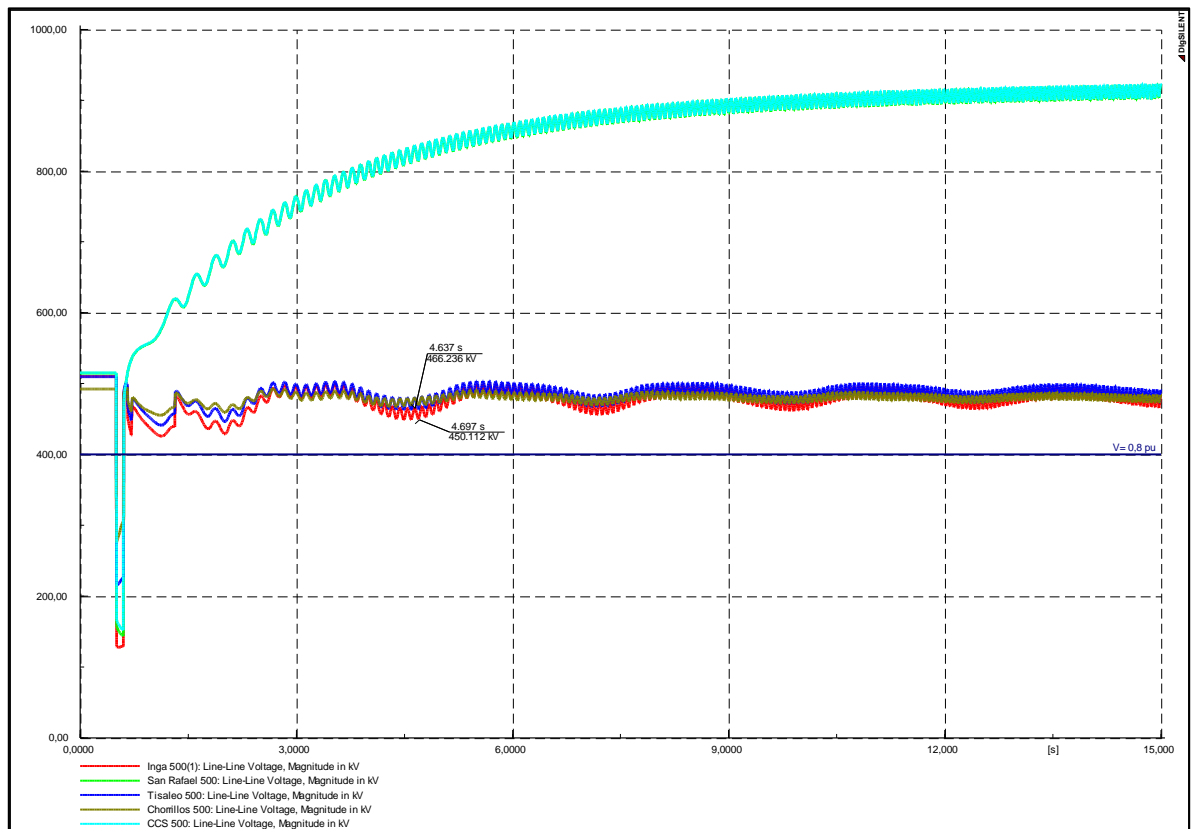
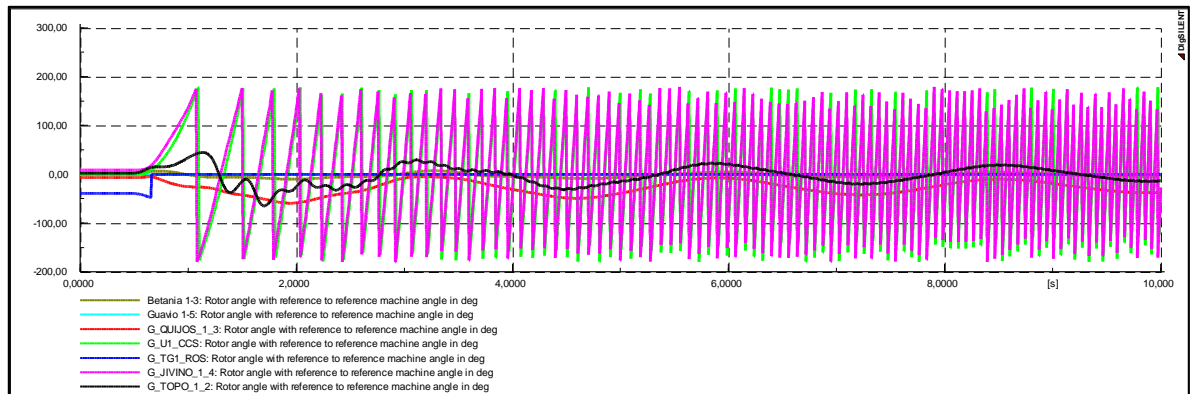
SUBESTACION	ELEMENTO CONTROLADO	ELEMENTO QUE QUEDA FUERA DE SERVICIO	T= Tevento+Tenvío y recepción señales+Apertura de elementos
Santa Rosa	L/T Santa Rosa - S/E Epicachima 1 46 kV		210 ms
	L/T Santa Rosa - S/E Epicachima 2 46 kV		210 ms
	L/T Santa Rosa - Machachi - ADELCA 46 kV	Carga de Machachi y de ADELCA 46 kV	210 ms
	L/T Santa Rosa - Adelca 138 kV	Carga de ADELCA 138 kV	210 ms
	Alimentación 2 en 23 kV		210 ms
Pomasqui	Alimentación 1 en 23 kV	Toda la carga de la S/E Pomasqui E.E. Quito	220 ms
	Alimentación 2 en 23 kV		
	L/T Pomasqui - Cristiania 138 kV		
Selva Alegre	L/T Selva Alegre - S/E Miraflores 46 kV	Carga S/E 9	815 ms
	L/T Selva Alegre - Belisario Quevedo 46 kV	Carga de Belisario Quevedo	
	L/T Selva Alegre - Eugenio Espejo 138 kV	Carga de Eugenio Espejo	
Sur	L/T Sur - Luluncoto 46 kV	Carga de las S/Es Epicachima, San Rafael, Sangolqui	815 ms
	L/T Sur - Chimbacalle 46 kV		
	LT Sur - Epicachima		
	L/T SUR C.H. Guangopolo		
	L/T Sur - C.T. G. Hernández		
Cotocollao	Alimentación 2 en 46 kV	Carga de la S/E Cotocollao	815 ms
	Alimentación 2 en 23 kV		
San Roque	L/T San Roque - Barrio Nuevo	Cara de la S/E Barrio Nuevo	815 ms

Anexo A8 – Gráficas de simulación dinámica de la evaluación del conjunto de acciones remediales del SPS implementadas al año 2014 para mitigar las contingencias críticas del SNI al año 2017.

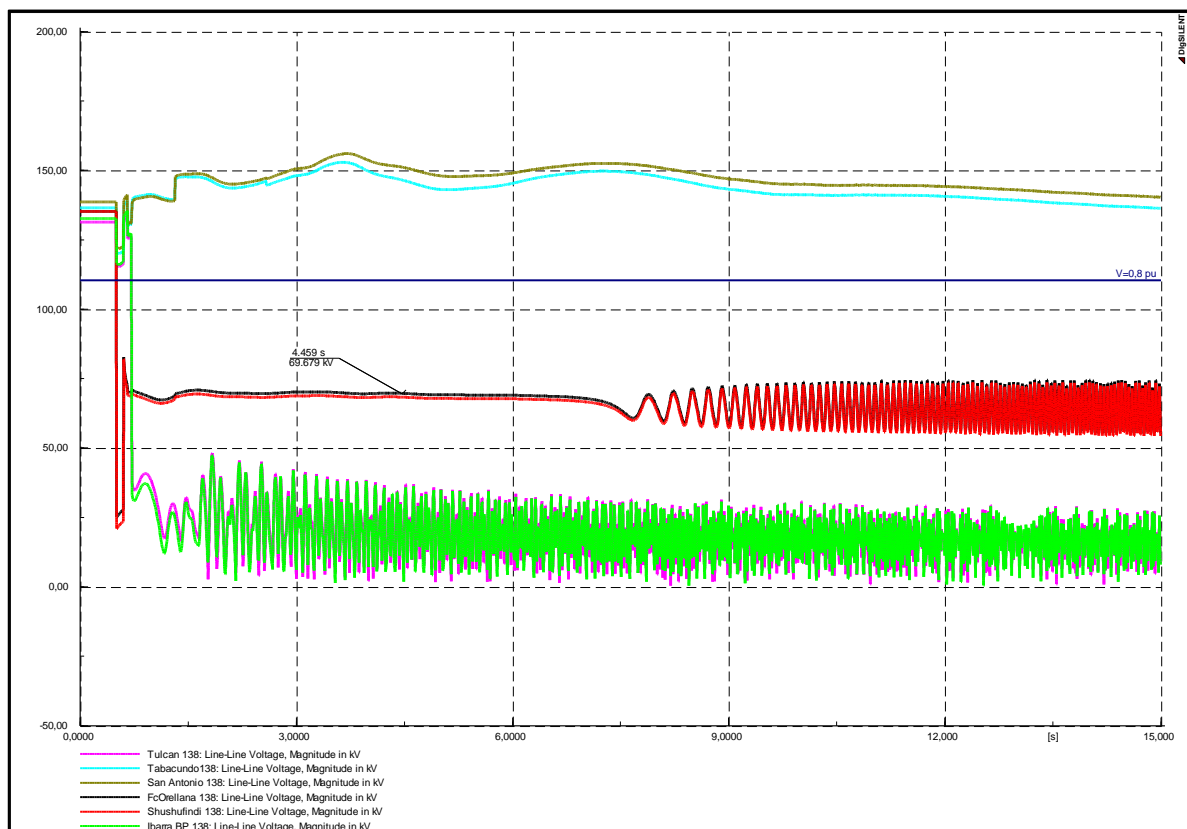
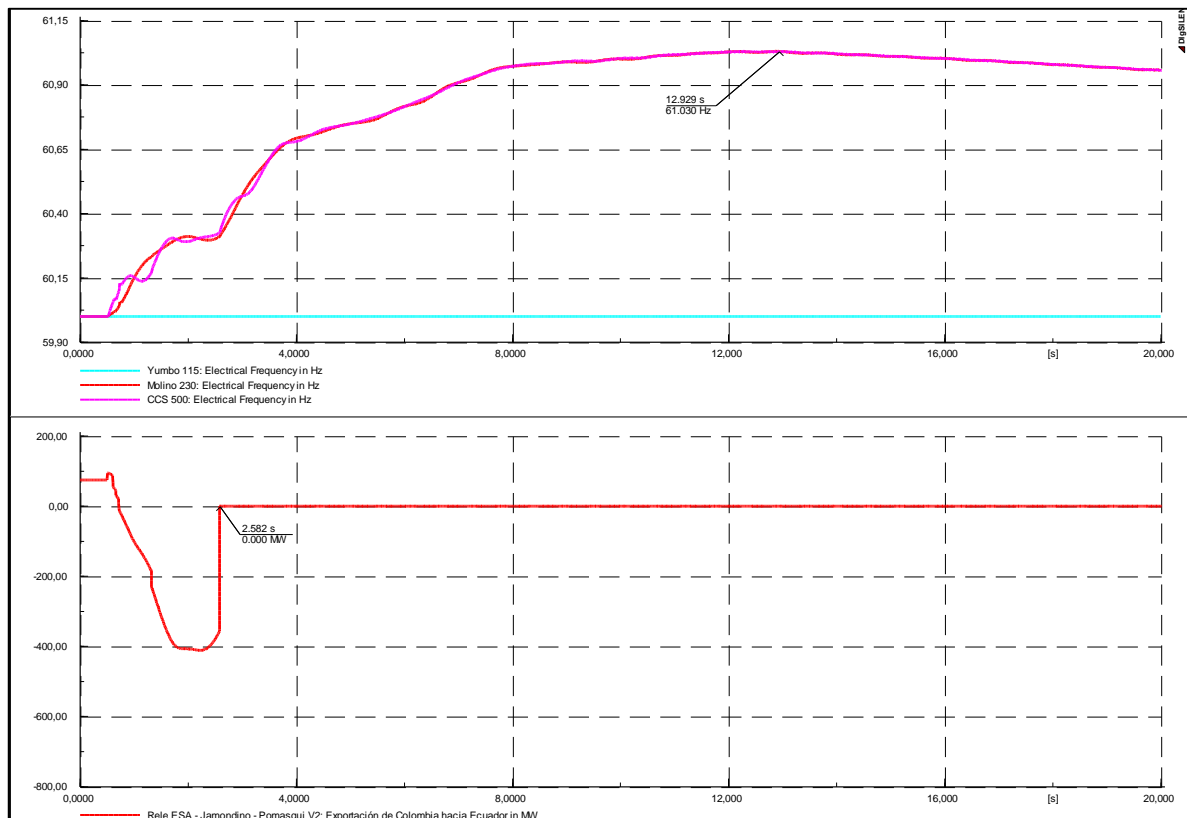
• Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22



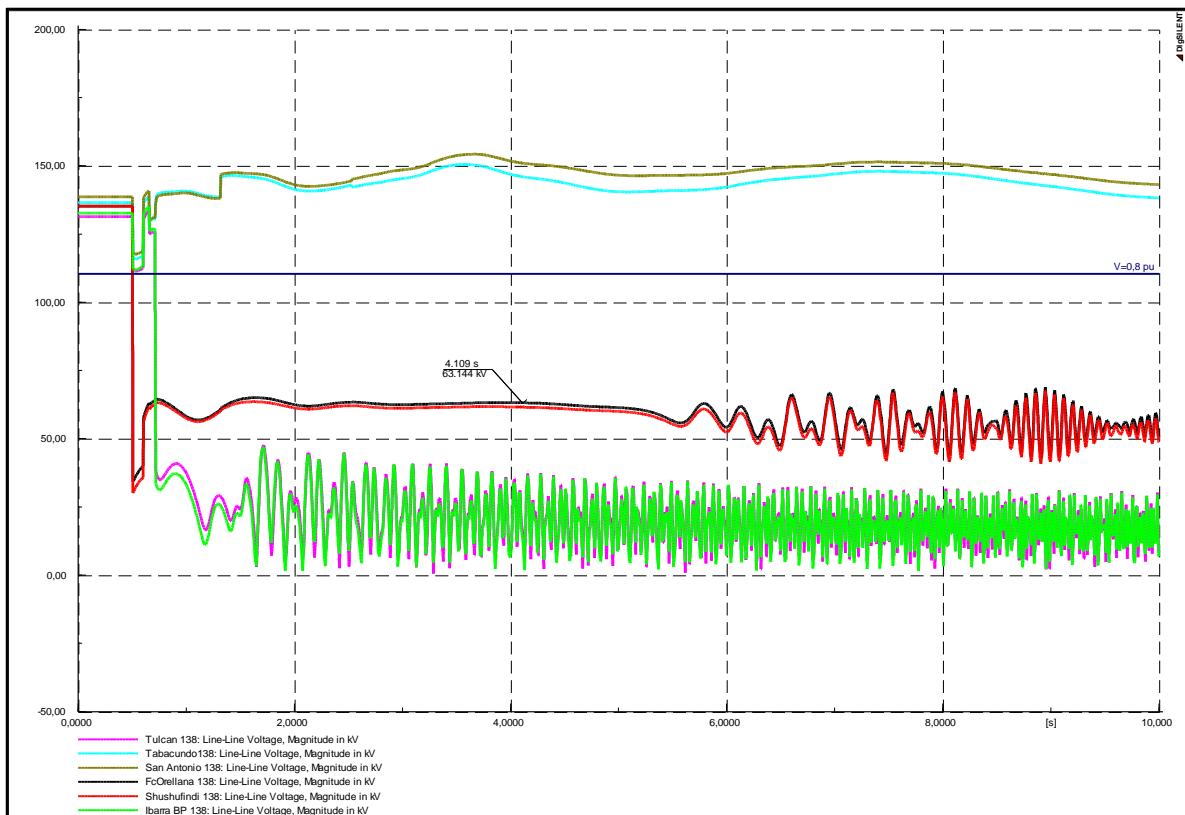
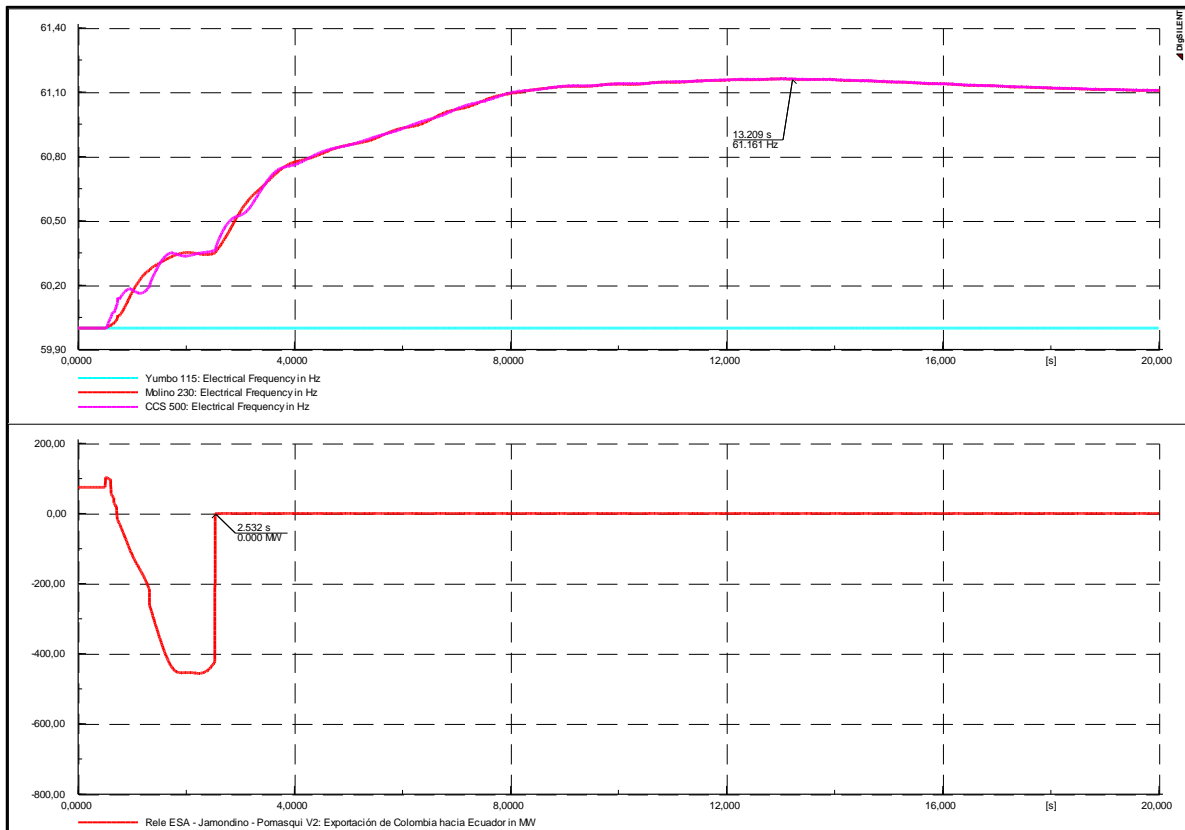
• Contingencia L_INGA_SRAFA_5 1-L_INGA_SRAFA_5 2



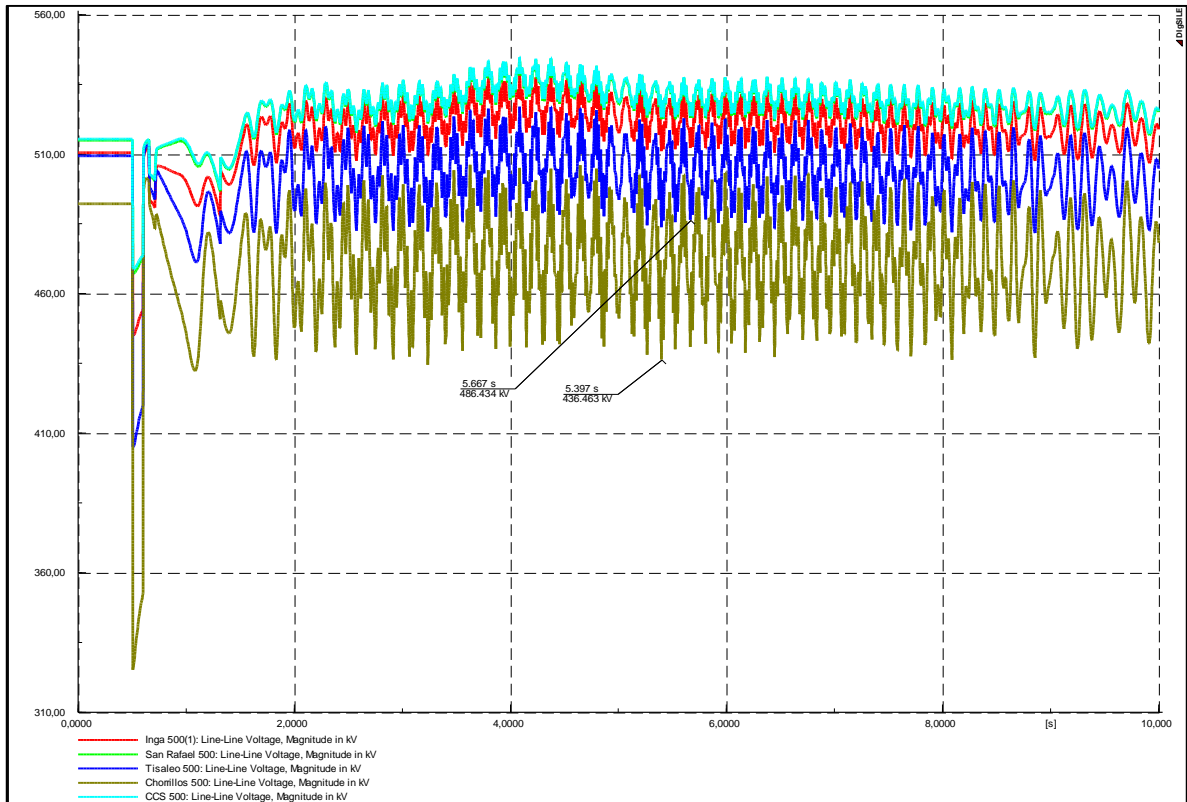
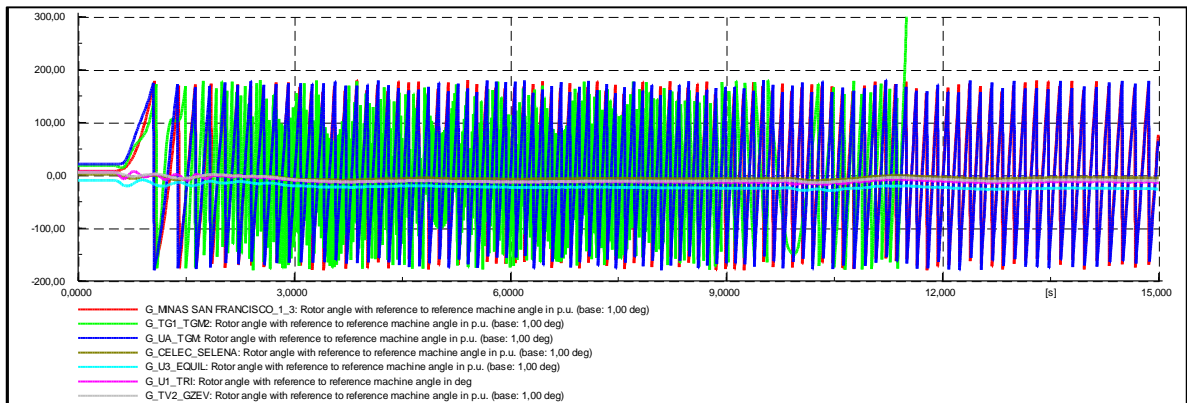
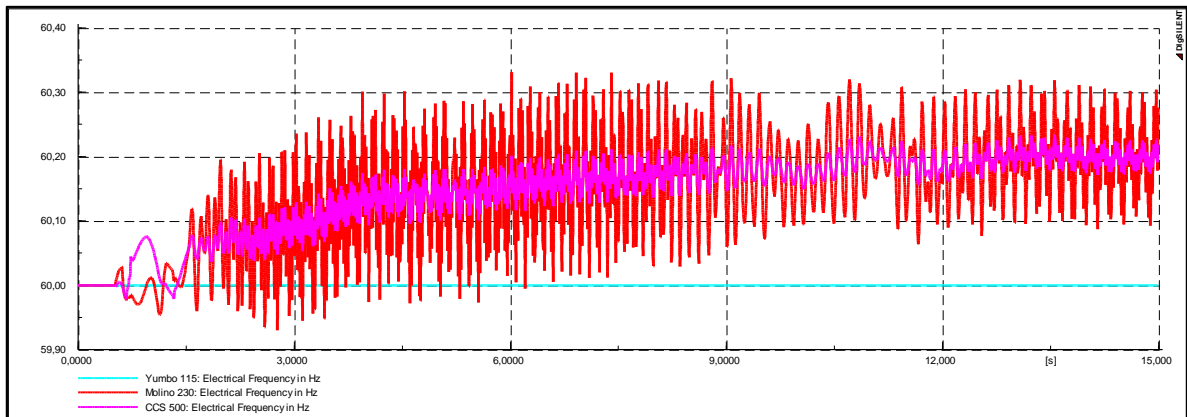
- Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2



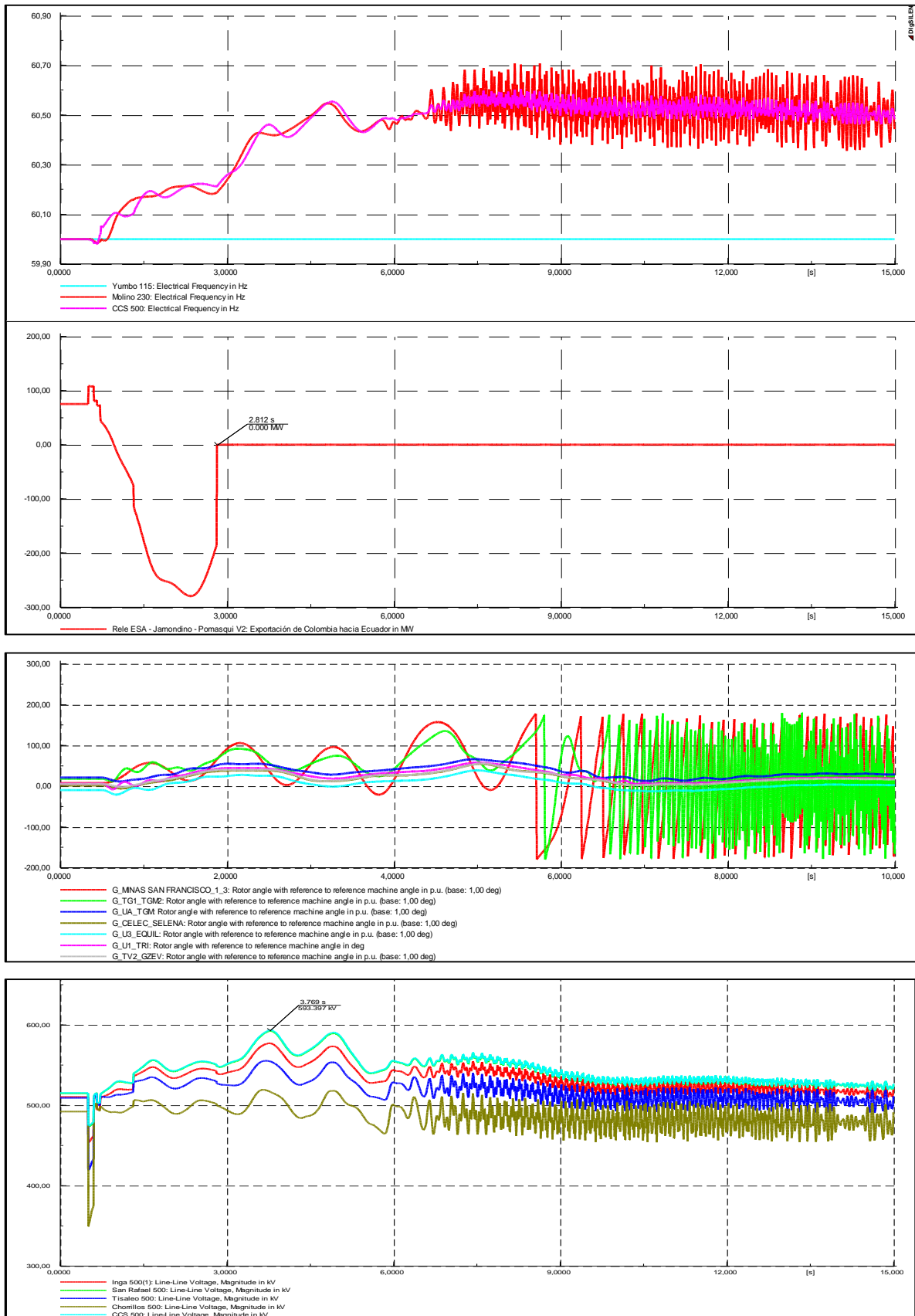
- Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2



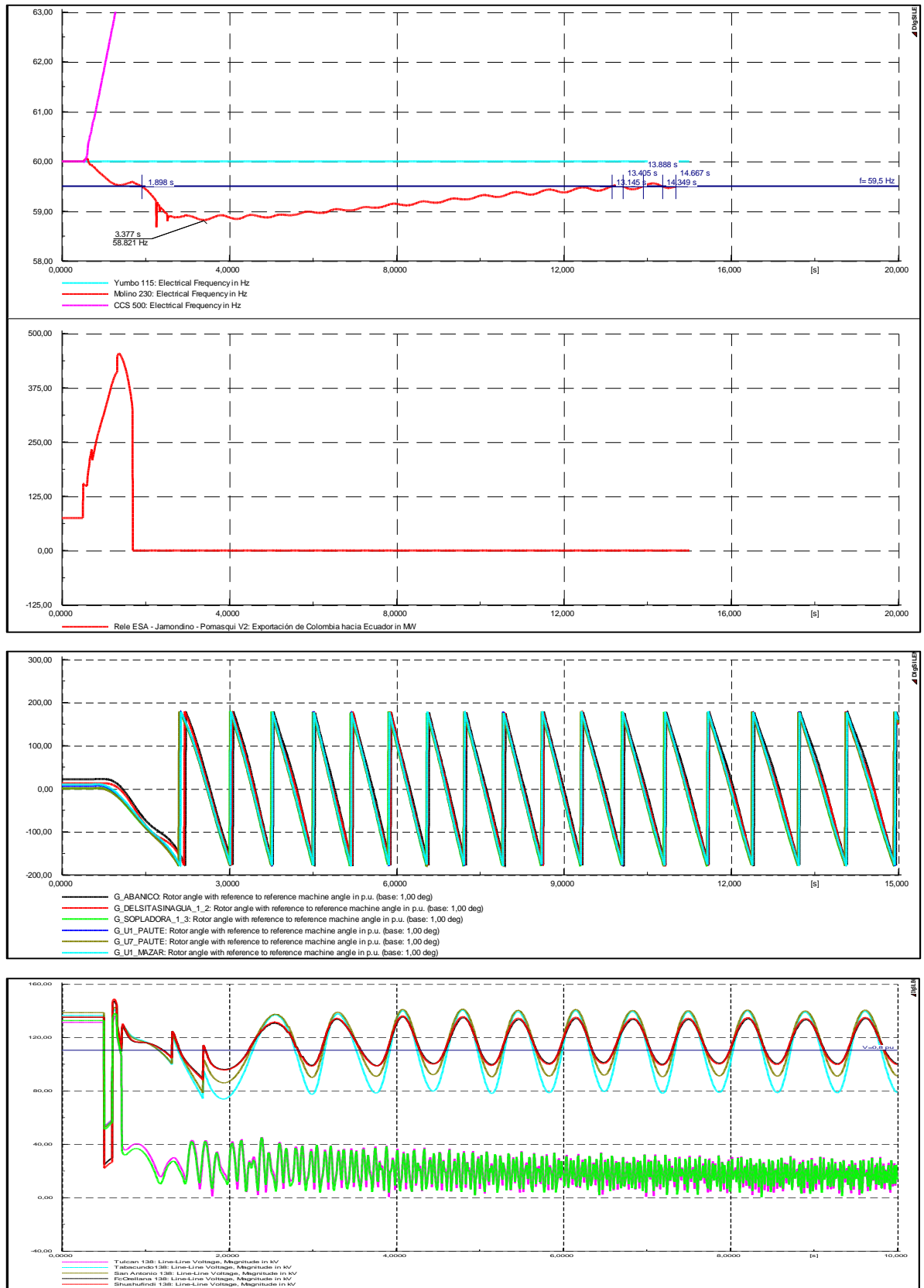
- Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22



• Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22

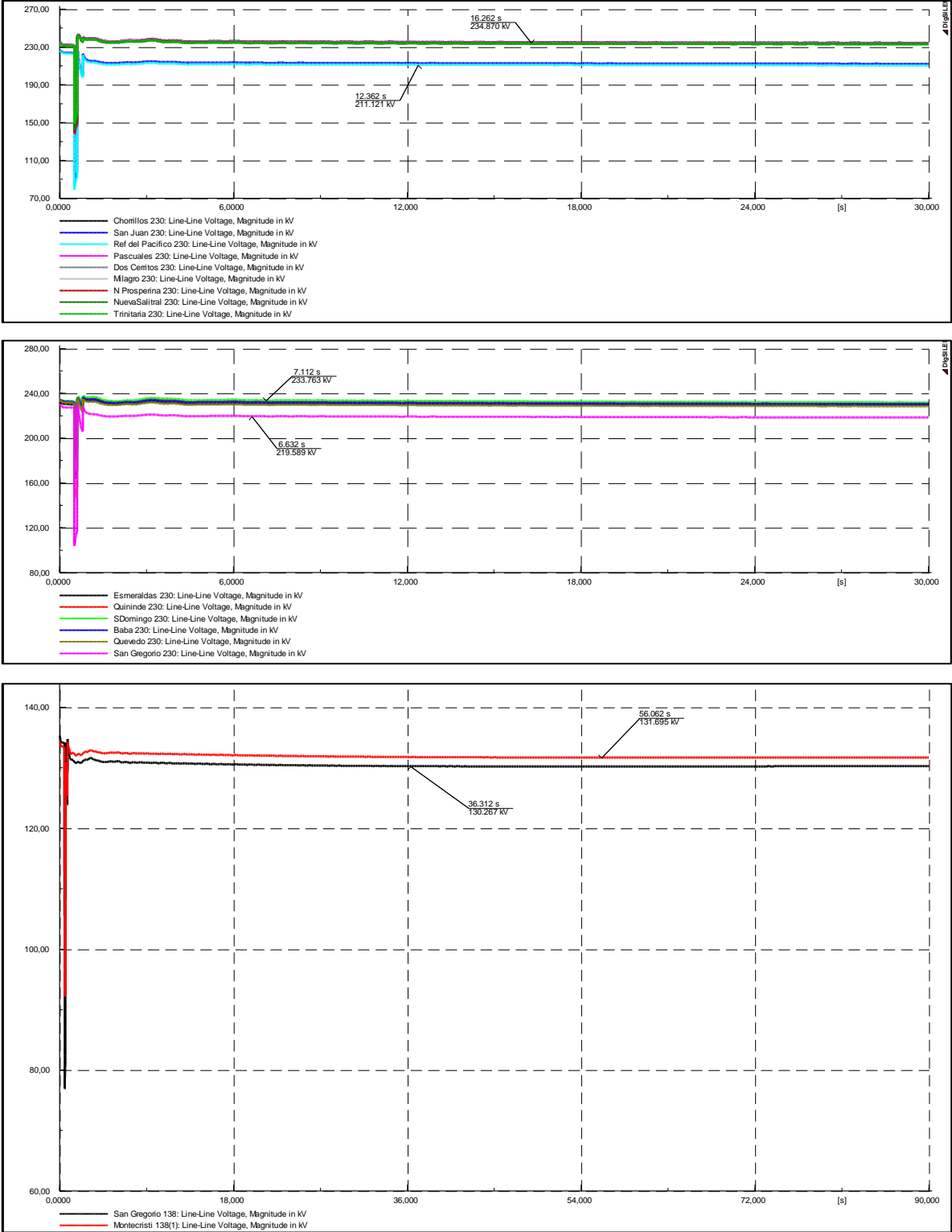


• Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2

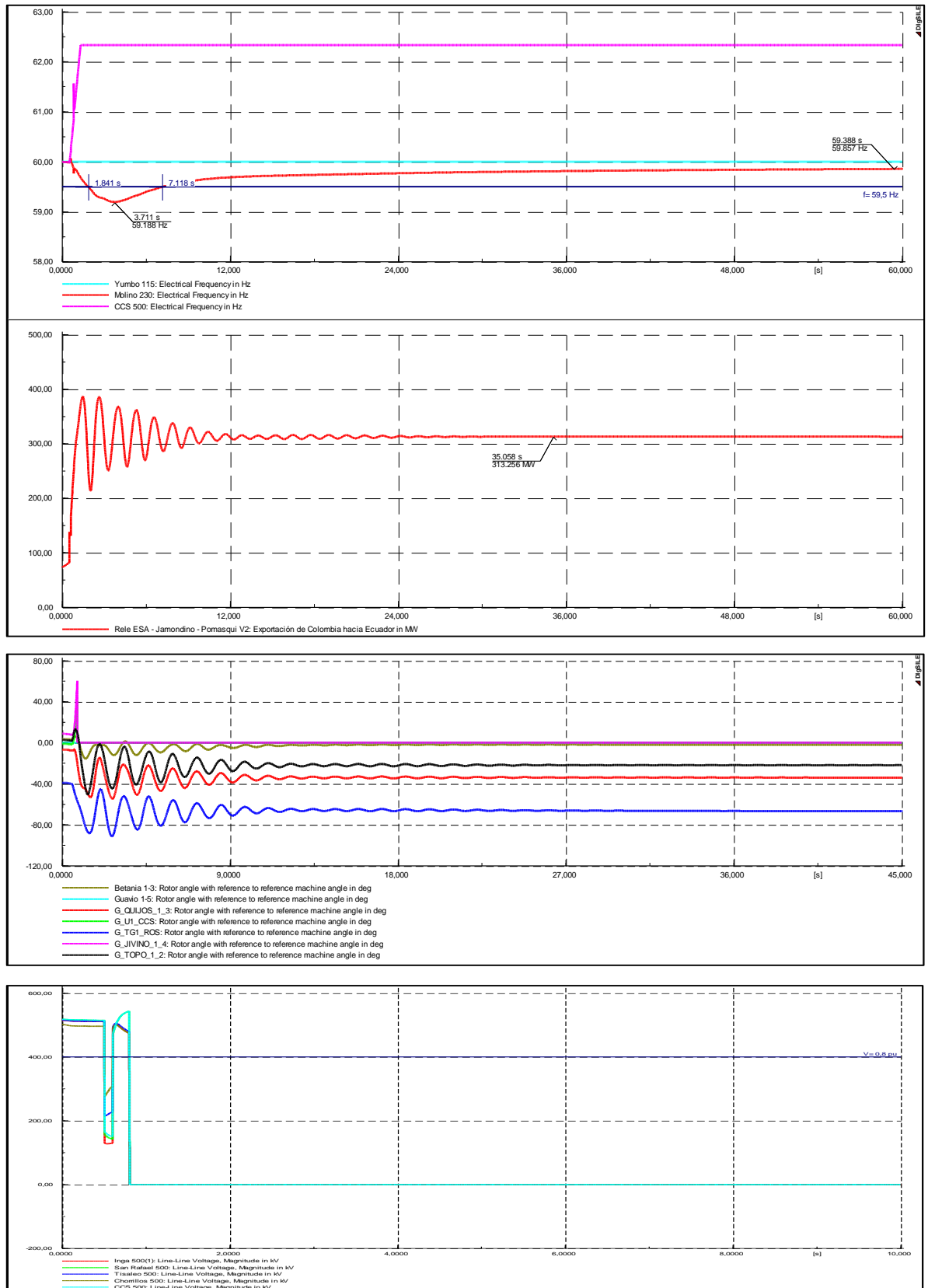


Anexo A9 – Gráficas de simulación dinámica de la evaluación del conjunto de acciones remediales, determinadas para mitigar las contingencias críticas del SNI al año 2017.

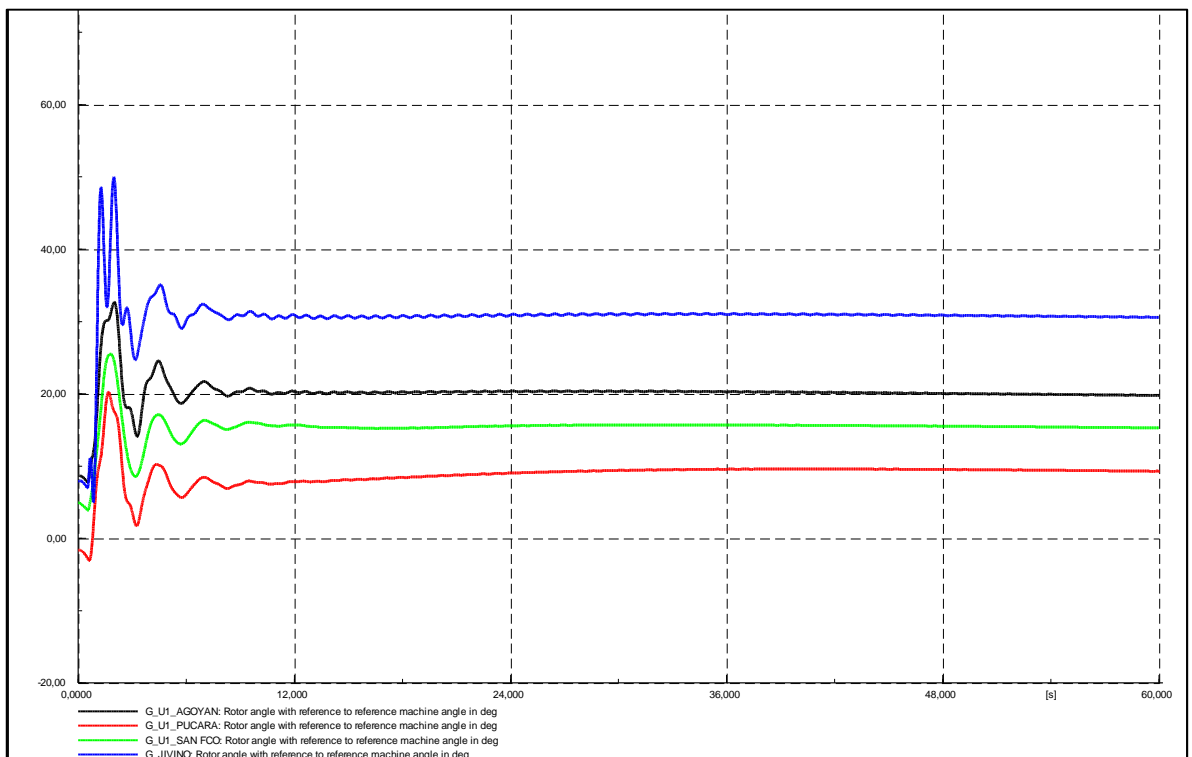
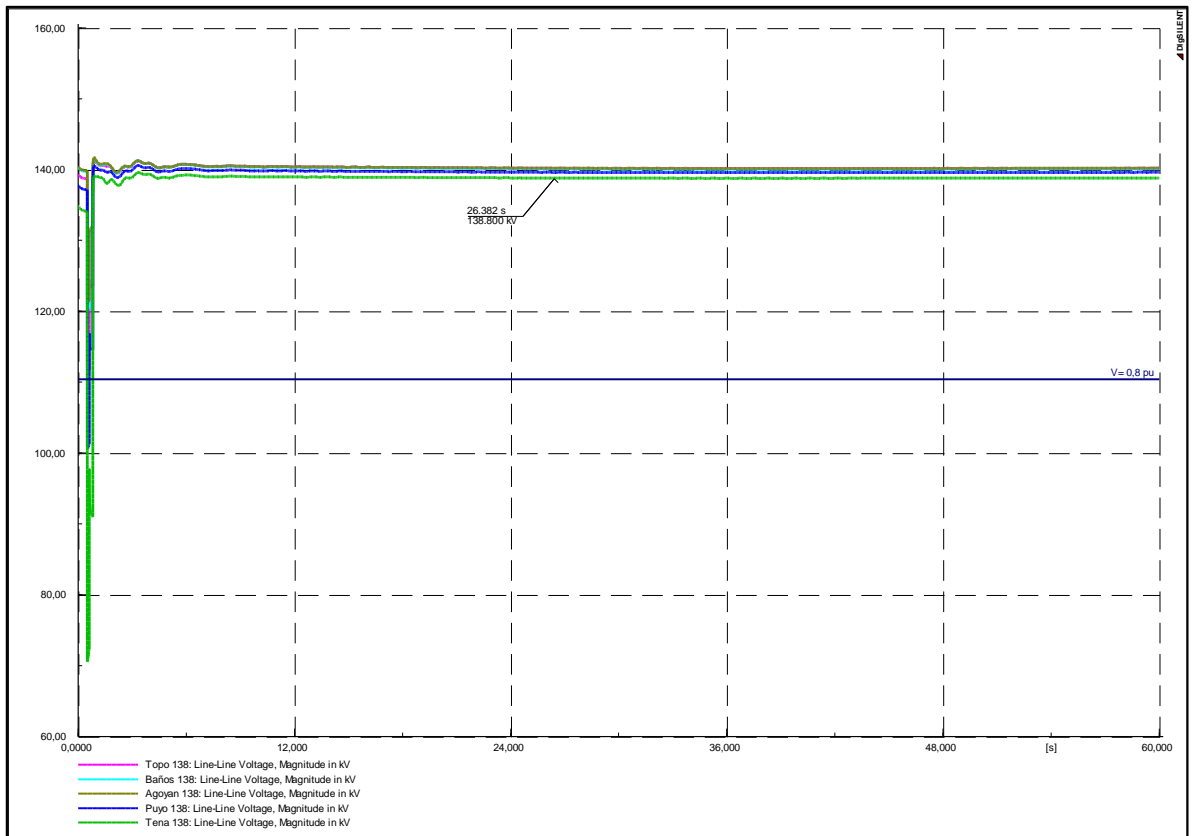
- Contingencia L_CHOR_RDPAC_21-L_CHOR_RDPAC_22**



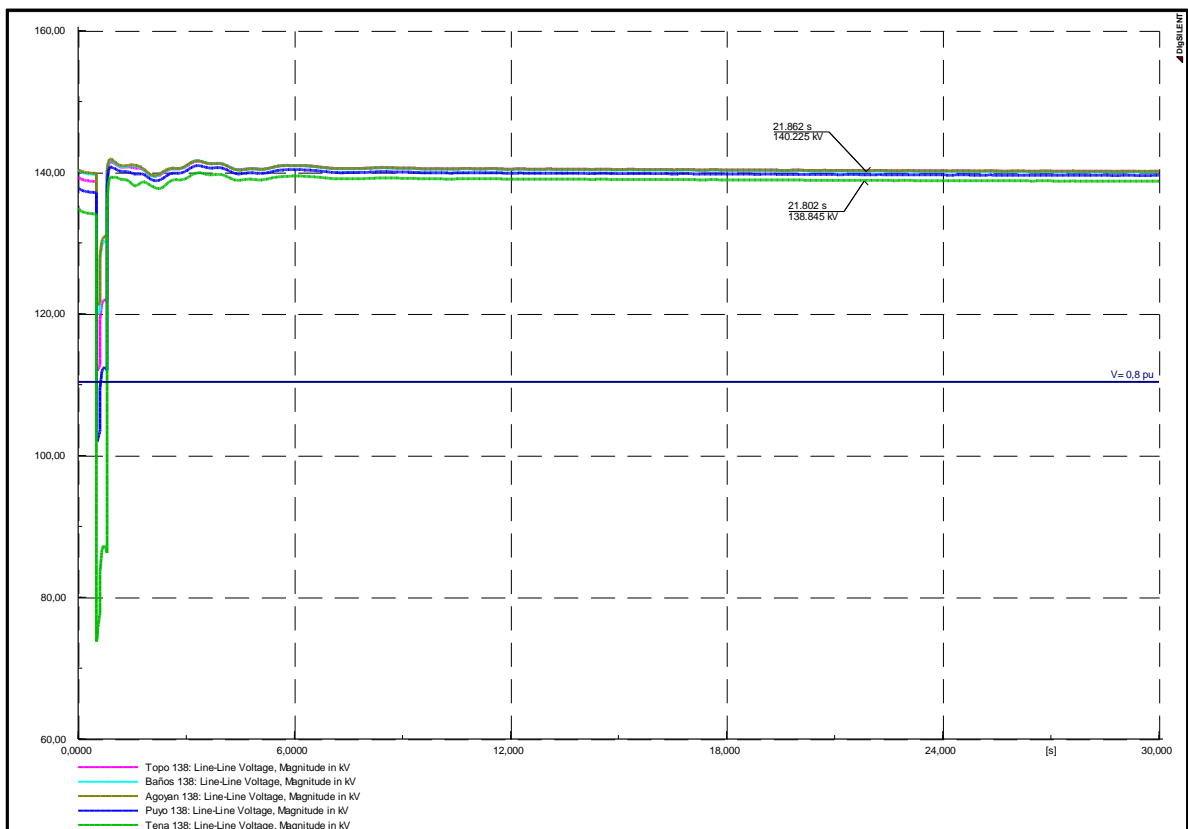
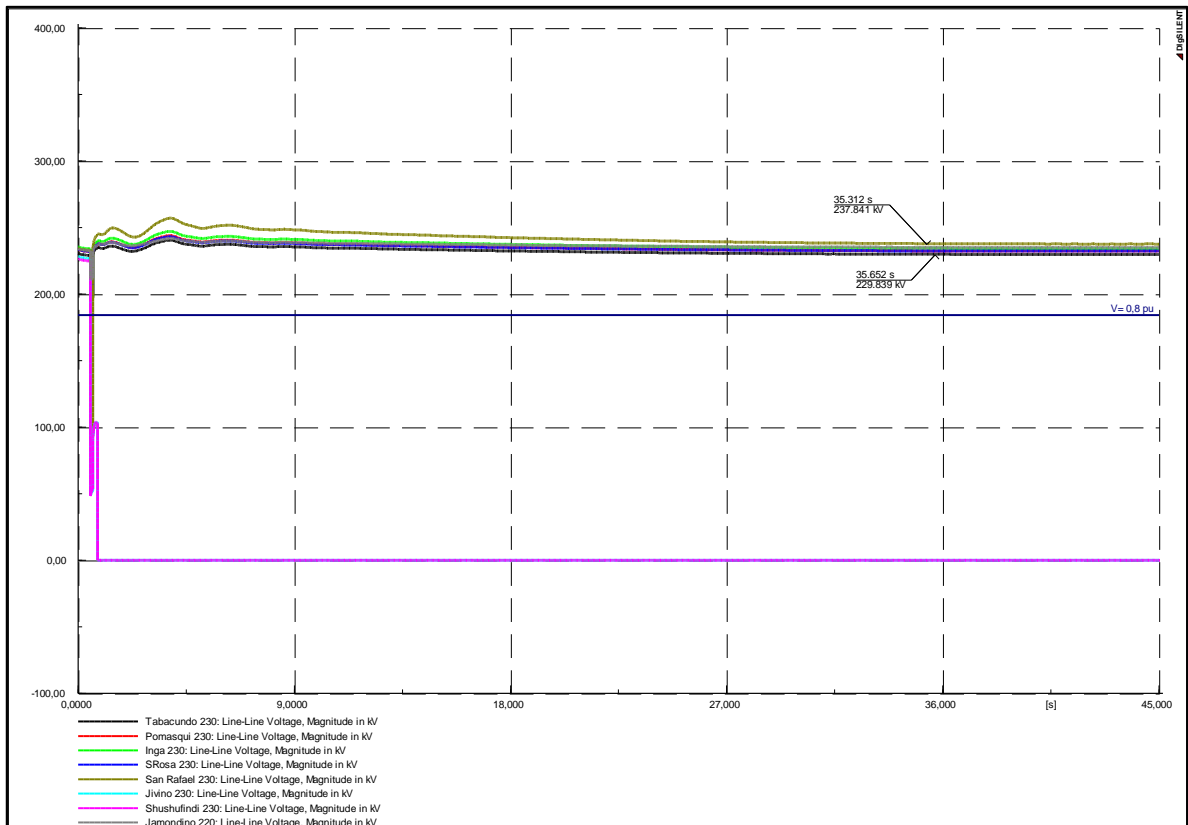
• Contingencia L_INGA_SRAFA_5 1-L_INGA_SRAFA_5 2



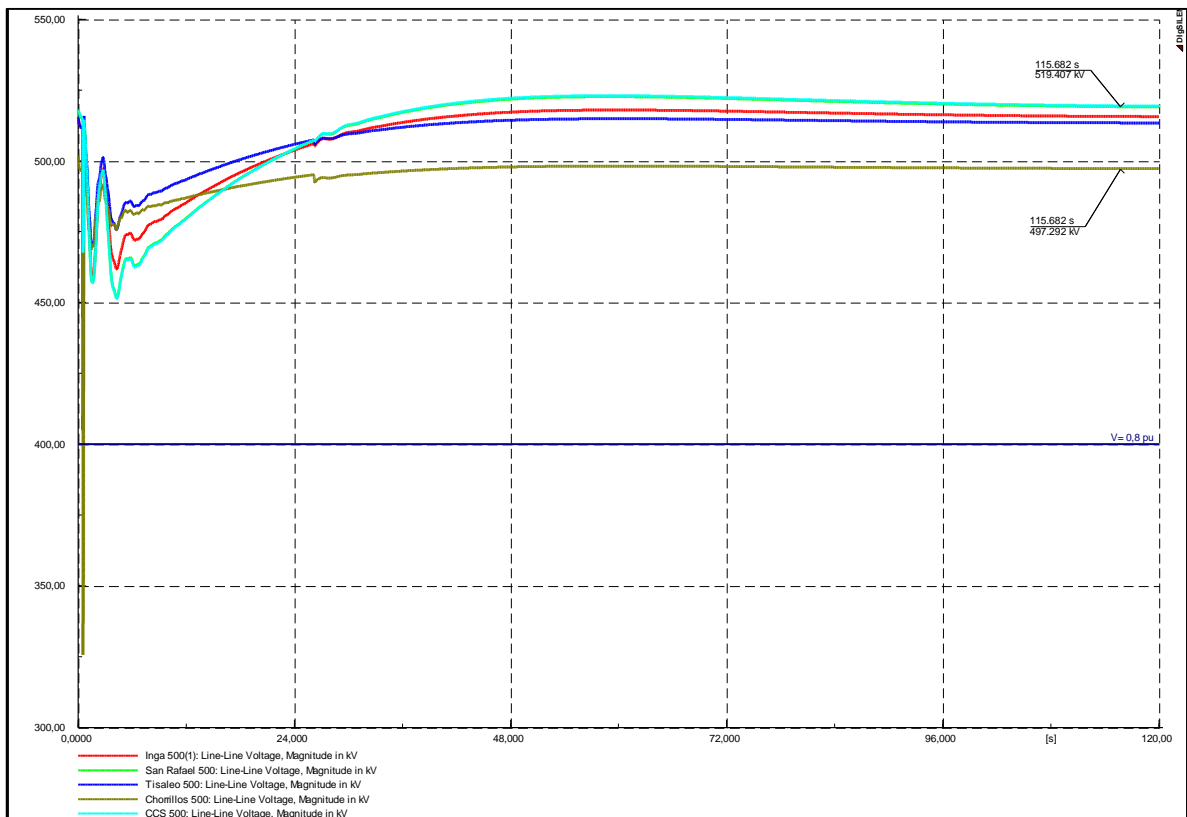
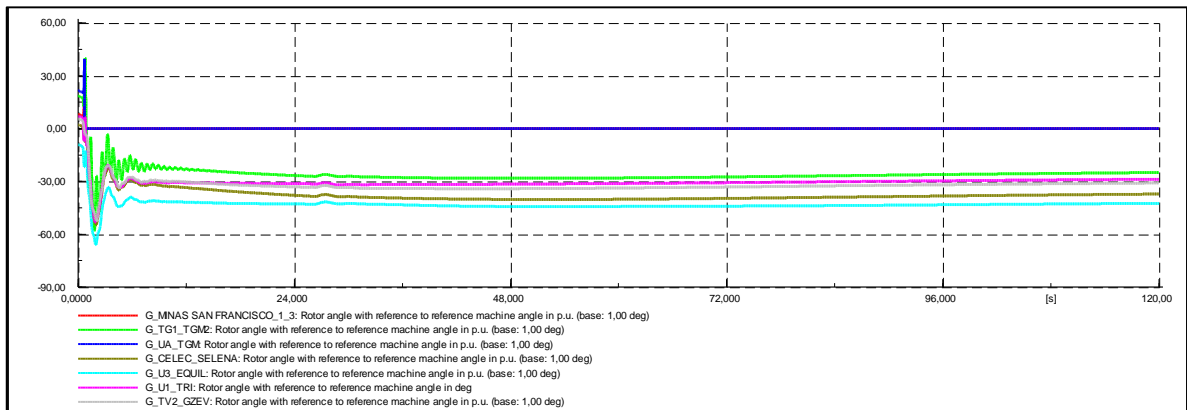
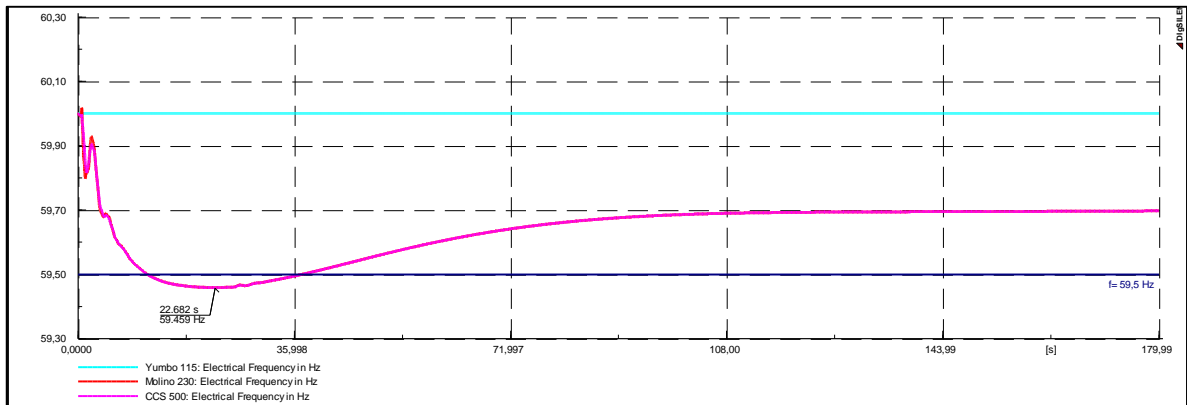
- Contingencia L_JIVI_SHUS_2_1-L_JIVI_SHUS_2_2



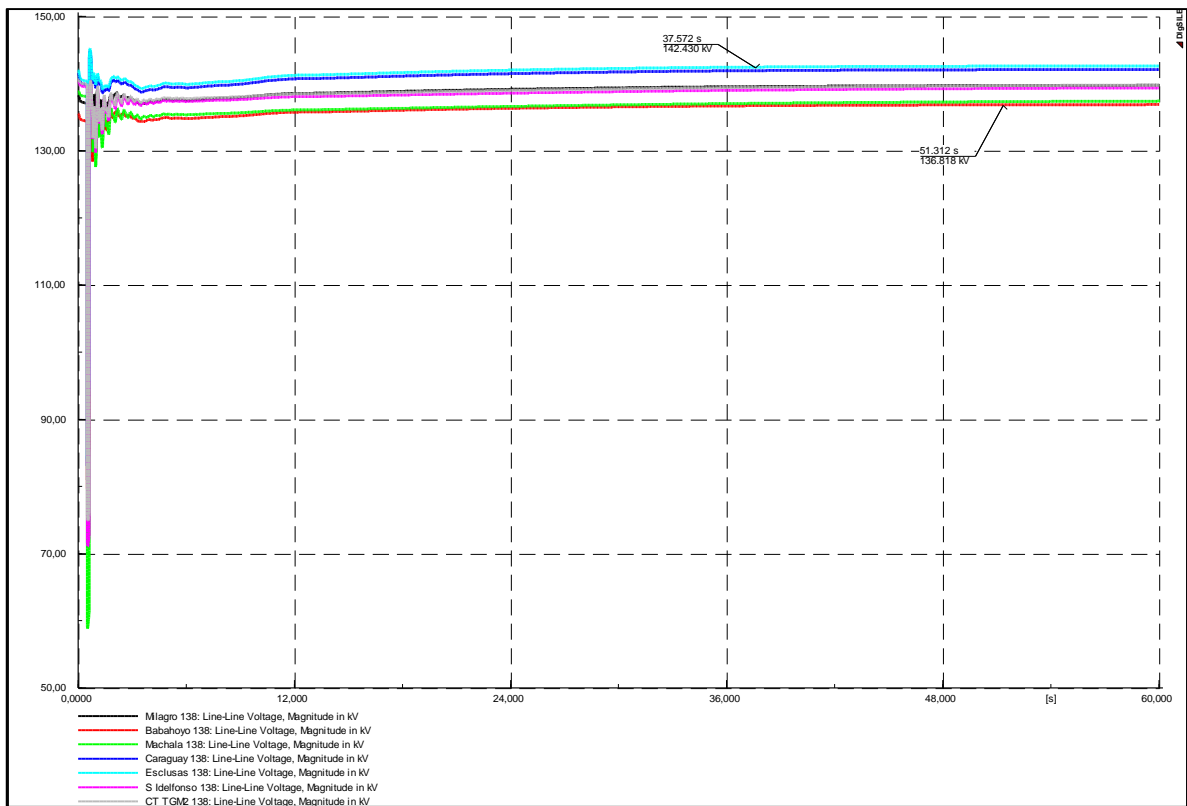
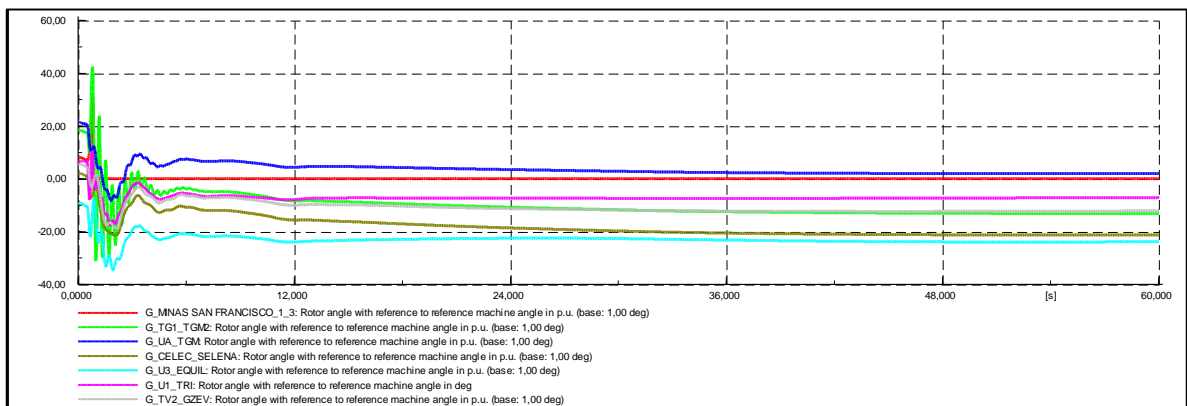
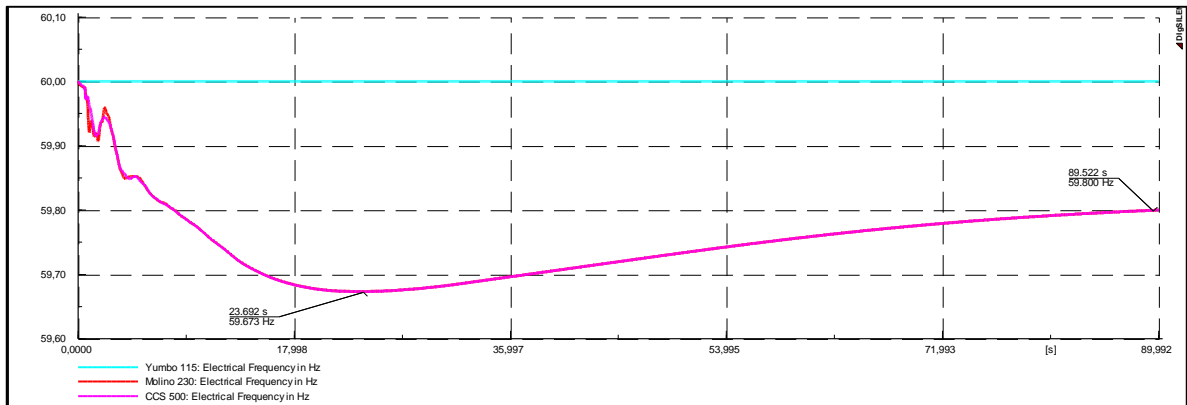
- Contingencia L_JIVI_SRAFA_2_1-L_JIVI_SRAFA_2_2



- Contingencia L_MILA_SIDE_21-L_MILA_SIDE_22



- Contingencia L_SIDE_MACH_21-L_SIDE_MACH_22



• Contingencia L_SRAFA_CCS_5_1-L_SRAFA_CCS_5_2

